Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto

Detecção de Defeitos em Redes de Distribuição Secundária

Filipe Manuel Teixeira de Castro Gil

VERSÃO PROVISÓRIA

Dissertação realizada no âmbito do
Mestrado Integrado em Engenharia Electrotécnica e de Computadores
Major Energia

Orientador: Prof. Dr. Fernando Pires Maciel Barbosa

Junho 2009

Resumo

A ocorrência de um defeito num Sistema Eléctrico de Energia poderá causar a interrupção da alimentação, pelo que este deverá ser detectado, localizado e eliminado no mais curto espaço de tempo possível. Nas redes de distribuição eléctricas, devido muitas vezes ao reduzido número de informação disponível, a determinação da localização dos defeitos é uma tarefa árdua e morosa. Consequentemente, impõe-se o recurso por parte das Companhias Eléctricas a sistemas que, contribuindo para a diminuição do tempo despendido na localização dos defeitos, assegurem a redução da duração e frequência, das falhas de alimentação.

Esta dissertação, aborda os diversos sistemas de detecção de defeito actualmente disponíveis e analisa a utilização de Indicadores de Passagem de Defeito pelas Companhias Eléctricas nas suas redes de distribuição de média tensão, com vista à melhoria dos seus índices de continuidade de serviço e optimização dos custos de exploração.

Complementarmente ao estudo da detecção de defeitos, esta dissertação descreve as estruturas geralmente utilizadas pelas Companhias Eléctricas nas suas redes de distribuição de média tensão, referindo os constrangimentos e desafios que colocam à utilização de Indicadores de Passagem de Defeito, assim como os níveis de Qualidade de Serviço impostos pelas entidades reguladoras e o impacto destes na procura de novas soluções com vista à redução do número e duração das falhas de alimentação.

Palavras-chave: Indicadores de Passagem de Defeito, localização de defeitos, detecção de defeitos, redes de distribuição.

Abstract

The occurrence of a fault in an Electric Energy System might interrupt the power supply. The fault should be detected, traced and eliminated with the utmost brevity. In the electric distribution networks, the faults location is an arduous and long task mainly due to little information available. Consequently, Electric Utilities have to resort to systems which, by contributing to diminish the time lost in tracing the faults, ensure a shorter duration and frequency of the outage.

This thesis, studies the different fault detection techniques currently available, focus on the use of Fault Passage Indicators by Electric Utilities in their medium voltage distribution networks, with the purpose of improving their continuity of service and optimization of operation costs.

Complementarily to the study of faults detection, this thesis describes the structures generally used by the Electric Utilities in their medium voltage distribution networks too. It will refer not only the obstacles and challenges that those same structures place on the use of Fault Passage Indicators but also the Quality of Electricity Supply levels imposed by the regulatory entities and the impact of these levels in the search for new solutions to reduce the number and duration of outages.

Keywords: *Fault Passage Indicator, fault location, fault detection, distribution networks.*

Agradecimentos

Ao Professor Doutor Fernando Maciel Barbosa, orientador da presente tese, a quem estou particularmente grato, pela disponibilidade revelada, pelo estímulo concedido e orientação prestada.

Ao Engenheiro Jorge Pólvora Fialho, coordenador da GA Alentejo, do departamento de redes AT/MT - Direcção de Manutenção , pelo interesse demonstrado e por toda a informação disponibilizada e esclarecimentos prestados.

Índice

Lista de figuras

Lista de tabelas

Abreviaturas

Lista de abreviaturas (ordenadas por ordem alfabética)

CAIDI	*Customer Average Interruption Duration Index*
DGEG	Direcção Geral de Energia e Geologia
DMS	*Distribution Management Systems*
ERSE	Entidade Regulador do Sistema Eléctrico
FPI	*Fault Passage Indicator*
GPRS	*General Packet Radio Service*
GPS	*Global Positioning System*
IEEE	*Institute of Electrical and Electronics Engineers*
MGVCL	*Madhya Gujarat Vij Company Limited*
QEE	Qualidade de Energia Eléctrica
RQS	Regulamento de Qualidade de Serviço
SAIDI	*System Average Interruption Duration Index*
SAIFI	*System Average Interruption Frequency Index*
SCADA	*Supervisory Control and Data Acquisition*
SEE	Sistemas Eléctricos de Energia
TIEPI	Tempo de Interrupção Equivalente da Potência Instalada

Capítulo 1

Introdução

A evolução tecnológica e o elevado desenvolvimento industrial, que caracteriza a civilização contemporânea, torna a nossa sociedade fortemente dependente de energia, nomeadamente de energia eléctrica. Esta necessidade, aliada aos padrões de Qualidade de Serviço actualmente impostos, repercutiu-se nos Sistemas Eléctricos de Energia, originando um acréscimo de complexidade e dimensão destes, assim como um aumento da sua importância.

O crescimento dos SEE reflectiu-se em todas as suas componentes, em particular nas redes de distribuição, através do aumento do número e comprimento das linhas eléctricas em operação.

A principal função dos SEE é assegurarem o fornecimento ininterrupto de energia aos seus clientes, de acordo com padrões de qualidade previamente estabelecidos [1]. Apesar de todas as precauções tomadas aquando do planeamento e concepção destes Sistemas com vista à garantia de um elevado nível de segurança associado à respectiva exploração, é impossível eliminar integralmente a ocorrência de defeitos, que podem ter diversas causas, nomeadamente condições climatéricas extremas, quebras de isolamento e acidentes.

A ocorrência de defeitos pode causar a interrupção da alimentação dos clientes, com todas as consequências daí provenientes para os mesmos, assim como perdas de receitas e sujeição a penalidades pecuniárias para a Companhia Eléctrica. Quanto maior o período de interrupção, derivado da ocorrência de um defeito, mais importantes serão as consequências para os clientes e para a Companhia Eléctrica e maior será a deterioração do nível de Qualidade de Serviço prestado por esta última.

Assegurar a continuidade de serviço não é uma preocupação recente das Companhias Eléctricas. A maior dimensão das redes e, consequentemente, a maior probabilidade de ocorrência de defeitos, associado à imposição de padrões de Qualidade de Serviço cada vez mais exigentes (traduzidos em incentivos e penalidades financeiras) faz, contudo, com que a continuidade de serviço assuma uma importância crescente.

A melhoria da continuidade de serviço e, consequentemente, da Qualidade de Serviço prestada, pode ser conseguida através da construção de novas infra-estruturas, nomeadamente subestações e circuitos de alimentação ou revitalização das instalações existentes e instalação de relés de protecção nos nós das redes de distribuição, possibilitando

a exploração das redes em anel fechado ou emalhada, ao invés da exploração normalmente radial. Estas soluções revelam-se, porém, muito dispendiosas e, por conseguinte, de difícil implementação num mercado eléctrico liberalizado, cada vez mais competitivo.

Actualmente, as Companhias Eléctricas, de acordo com *Georgilakis et al* [2], procuram cumprir os padrões de Qualidade de Serviço estabelecidos, fornecendo energia de forma segura e fiável, mas também rentável. Desta forma, as Companhias Eléctricas buscam soluções que, passando pela adopção de novas tecnologias, lhes permitam optimizar a utilização dos activos existentes, nomeadamente sistemas dedicados à automação das redes de distribuição, como referido por *Chen et Sabir* [3].

Segundo a definição do IEEE, os sistemas de automação de redes de distribuição são sistemas que permitem às Companhias Eléctricas supervisionar, controlar e operar os equipamentos constituintes das redes de distribuição em tempo real a partir de um centro remoto de comando, vulgarmente designado por centro de despacho. Estes sistemas, sendo habitualmente modulares, podem ser implementados por fases, com vista à persecução de diversos objectivos, em particular: redução dos custos de operação e manutenção, optimização da gestão de activos e deferimento de novos investimentos de capital, e melhoria dos índices de Qualidade de Serviço.

Os benefícios associados à utilização de sistemas dedicados à automação das redes de distribuição são vastos, alguns tangíveis, outros intangíveis. De acordo com *Chen et Sabir* [3], é possível referir os benefícios apresentados na tabela 1.1.

Tabela 1.1 - Benefícios associados à utilização de sistemas de automação

Área	Benefícios
Financeira	▪ Diferimento de novos investimentos de capital ▪ Aumento de receitas devido à redução da duração das falhas de alimentação ▪ Redução dos custos de operação e manutenção ▪ Redução das perdas dos Sistemas ▪ Fidelização dos clientes devido a melhoria da Qualidade de Serviço
Operação e manutenção	▪ Melhoria da fiabilidade, em consequência da redução da duração das falhas de alimentação ▪ Melhoria do controlo de tensão ▪ Calendarização de acções de manutenção e redução do risco de avarias ▪ Redução de recursos humanos ▪ Informação precisa e utilizável a nível de planeamento e operação ▪ Melhoria da detecção e diagnóstico de defeitos ▪ Melhoria da gestão do Sistema e dos seus componentes
Clientes	▪ Redução dos custos suportados pelos clientes decorrentes das interrupções ▪ Melhoria da Qualidade de Serviço

Os sistemas de detecção de defeitos apresentam-se como um dos componentes de um sistema mais vasto de automação da rede de distribuição. Estes, requerendo investimentos relativamente reduzidos, contribuem para a redução dos tempos de interrupção da alimentação, através da rápida identificação e localização dos defeitos e, por conseguinte, para a melhoria dos índices de Qualidade de Serviço.

A par da utilização de Indicadores de Passagem de Defeito, que têm evoluído ao longo das últimas décadas com vista a solucionarem algumas das suas lacunas iniciais, existem métodos analíticos baseados na modelização dos SEE e nas medidas de tensão e intensidade de

corrente disponíveis para a detecção automática de defeitos em redes de distribuição. Estes métodos, de acordo com *Saha et al* [4], podem ser divididos em três categorias:

- métodos baseados na propagação de ondas;
- métodos que utilizam as componentes de elevada frequência das correntes e tensões;
- métodos que utilizam a frequência fundamental das correntes e tensões medidas nos terminais das linhas.

Actualmente, as Companhias Eléctricas, em alternativa aos procedimentos de localização primitivos baseados na inspecção visual das redes e na realização de acções de religação, dispõem de um conjunto diverso de soluções testadas e comprovadas, pelo que têm a possibilidade de seleccionar o método que, atendendo às suas características, melhor se adapta às suas necessidades e infra-estrutura.

As Companhias Eléctricas deixaram de ser companhias estatais, sem fins lucrativos, para passarem a ser empresas privadas, focadas na majoração das margens de lucro. Paralelamente, verificou-se uma evolução nos padrões de Qualidade de Serviço, em consequência da alteração das características das cargas alimentadas. Neste contexto, de acordo com *Chen et Sabir* [3], a adopção de sistemas de automação das redes de distribuição de média tensão pelas Companhias Eléctricas, nomeadamente sistemas de detecção de defeitos, tem sido uma medida largamente implementada com sucesso, com tempos de retorno do investimento inferior a três anos.

1.1 - Motivação e objectivos

A localização de defeitos nas redes de distribuição apresenta-se geralmente como uma tarefa difícil e morosa, sendo esta situação, na maioria das vezes, justificada pela reduzida quantidade de informação disponível.

Na ocorrência de um defeito, que acarrete a interrupção da alimentação de consumidores, a localização deste, de acordo com *Mokhtar* [5], constituí uma das quatro etapas (identificação da secção afectada; isolamento da secção em defeito; localização do defeito na secção afectada; reposição em serviço da secção em defeito) a realizar na reposição em serviço da zona afectada, e, por conseguinte, uma das acções que, a optimizar-se, poderá ter impacto positivo na continuidade de serviço do Sistema.

Num momento em que, a par da rentabilidade, a Qualidade de Serviço é um dos principais desafios que se colocam às Companhias Eléctricas, esta tese procura explorar as soluções desenvolvidas e actualmente disponíveis no mercado, no âmbito da detecção e localização automática de defeitos em redes de distribuição.

Contribuiu ainda para a realização desta tese o interesse da EDP Distribuição em implementar na sua rede de distribuição aérea de média tensão um sistema de detecção de defeitos baseado na utilização de Indicadores de Passagem de Defeito comunicantes.

O trabalho realizado, que se descreve nesta tese, teve como premissas:

- estudar os diversos sistemas de detecção de defeitos existentes, com enfoque na utilização de Indicadores de Passagem de Defeito;
- analisar o contributo destes sistemas para a melhoria dos índices de Qualidade de Serviço;
- abordar as dificuldades que se colocam à implementação destes sistemas, nomeadamente pelas características das redes de distribuição;

- estudar a implementação de um sistema de detecção composto por Indicadores de Passagem de Defeito numa linha da rede de distribuição aérea de média tensão, pertencente à EDP Distribuição.

1.2 - Estrutura da tese

A estrutura da tese reflecte os objectivos que estiveram na base do trabalho desenvolvido. Assim, após esta introdução, o Capítulo 2 descreve as infra-estruturas habitualmente utilizadas nas redes de distribuição, para além de apresentar os constrangimentos e desafios colocados pelas características destas estruturas à implementação de sistemas de detecção de defeitos.

A adopção de sistemas de detecção de defeitos pelas Companhias Eléctricas tem como objectivo principal a redução dos tempos de indisponibilidade de alimentação, pelo que estão intimamente associados à persecução de melhores índices de Qualidade de Serviço por parte das mesmas. O Capítulo 3 é dedicado à descrição das componentes de Qualidade de Serviço - Qualidade de Serviço Comercial e Qualidade de Serviço Técnico e, dentro desta última, a Continuidade de Serviço e a Qualidade da Forma de Onda de Tensão. Complementarmente, o Capítulo 3 apresenta a evolução sofrida nesta última década pelos índices de Qualidade de Serviço da rede de distribuição de média tensão da EDP.

O Capítulo 4 é dedicado à descrição de algumas das metodologias mais frequentemente utilizadas na detecção de defeitos. Neste, com o intuito de clarificar o papel desempenhado pelos sistemas de detecção de defeitos, e a sua importância na optimização da operação dos Sistemas Eléctricos de Energia, são ainda referidos alguns projectos implementados por Companhias Eléctricas internacionais.

O Capítulo 5 descreve a implementação de um sistema de detecção de defeitos, baseado na utilização de Indicadores de Passagem de Defeito comunicantes, numa saída da rede de distribuição de média tensão pertencente à EDP. Complementando a descrição do projecto, é realizada uma análise custo-benefício deste.

No Capítulo 6 apresentam-se as conclusões mais importantes que é possível retirar do trabalho desenvolvido e sugerem-se perspectivas de prosseguimento da investigação nesta área.

Além das Referências bibliográficas, um conjunto de Anexos contendo informações complementar sobre o trabalho realizado completam esta tese.

Capítulo 2

Redes de Distribuição de Média Tensão

Os Sistemas Eléctricos de Energia, de acordo com *Kundor* [6], podem ser descritos como sistemas que convertem em energia eléctrica outras formas de energia, transportando-a desde os locais de geração até aos pontos de consumo. Estes, ainda segundo *Kundor* [6], deverão garantir os seguintes requisitos:

- controlar o equilíbrio entre potência activa e reactiva;
- fornecer energia ao mais baixo custo, mas respeitando o ambiente;
- satisfazer padrões mínimos de fiabilidade e estabilidade da tensão e frequência.

A rede de distribuição, constituindo uma das quatro etapas dos Sistemas Eléctricos de Energia, segmentado em Produção, Transmissão, Distribuição e Consumo, é a que mais contribui para a deterioração do nível de Qualidade de Serviço, de acordo com *Chollot et al* [7] e *Su et Teng* [8]. O desempenho apresentado pelas redes de distribuição é determinante para a satisfação dos padrões mínimos de fiabilidade e estabilidade da tensão e frequência dos SEE.

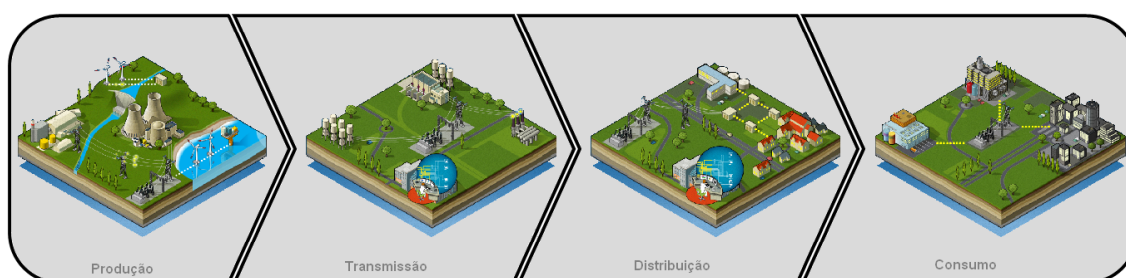



Figura 2.1 - Etapas dos Sistemas Eléctricos de Energia, segmentado em produção, transmissão, distribuição e consumo

Os tipos de defeito que ocorrem nas redes eléctricas estão intimamente ligados às características destas e, consequentemente, à frequência e duração das interrupções de alimentação sentidas pelos consumidores.

Este capítulo apresenta as características usuais das redes de distribuição de média tensão, no que diz respeito às topologias utilizadas e aos sistemas de neutro implementados, descrevendo as vantagens e inconvenientes das diversas soluções existentes e as

condicionantes que as mesmas colocam à implementação de sistemas de detecção de defeitos.

2.1 - Topologias das redes de distribuição

A topologia de uma rede de distribuição eléctrica, diferindo de país para país, é definida por um conjunto de parâmetros, que são estabelecidos com base em estudos técnico-económicos. De acordo com *Puret* [9] a solução adoptada deverá cumprir os seguintes objectivos:

- garantir a segurança de pessoas e bens;
- garantir níveis de Qualidade de Serviço predefinidos;
- atingir os níveis de rentabilidade económica desejados.

Complementarmente, deverá ainda satisfazer os seguintes requisitos:

- adequar-se à densidade de clientes/consumo (MVA/km^2);
- adequar-se às características geográficas e às restrições impostas pela construção humana ou envolvente natural;
- adequar-se às condições climatéricas.

Construtivamente, as redes de distribuição eléctrica podem ser subterrâneas ou aéreas. Estas soluções apresentam custos de instalação e asseguram níveis de Qualidade de Serviço bastante distintos, pelo que, de acordo com *Lehtonen et al* [10], as primeiras são, habitualmente, implementadas em ambientes urbanos, apresentando comprimentos compreendidos entre os 3 e 10 km, ao contrário das segundas que se encontram maioritariamente em zonas rurais e apresentam comprimentos médios entre os 10 e 35 km.

As redes de distribuição aéreas, devido às suas características construtivas, quando comparadas com as redes subterrâneas, estão mais expostas às forças da natureza, nomeadamente:

- variações de temperatura;
- esforços mecânicos, com origem no vento ou gelo;
- sobretensões, provocadas por descargas atmosféricas;
- quedas de árvores e esforços provocados pelas aves;
- vandalismo;
- corrosão e poluição ambiental.

Considerando dois tipos de defeito, momentâneos e permanentes, em que os primeiros são eliminados pelo ciclo de religação automática das protecções e os segundos requerem intervenção humana, segundo *Puret* [9], verifica-se que 80% a 90% dos defeitos que ocorrem nas redes aéreas são momentâneos, enquanto que 100% dos defeitos que ocorrem nas redes subterrâneas são permanentes.

Paralelamente à forma como se desenvolvem as redes de distribuição eléctricas, aéreas ou subterrâneas, a selecção dos seus esquemas revela ser um factor de vital importância, com impacto directo na Qualidade de Serviço fornecida aos consumidores.

As redes de distribuição eléctrica apresentam diversos esquemas de exploração, sendo de destacar: anel fechado, anel aberto, radial e dupla derivação. Destes, os esquemas mais utilizados são o radial e o anel aberto.

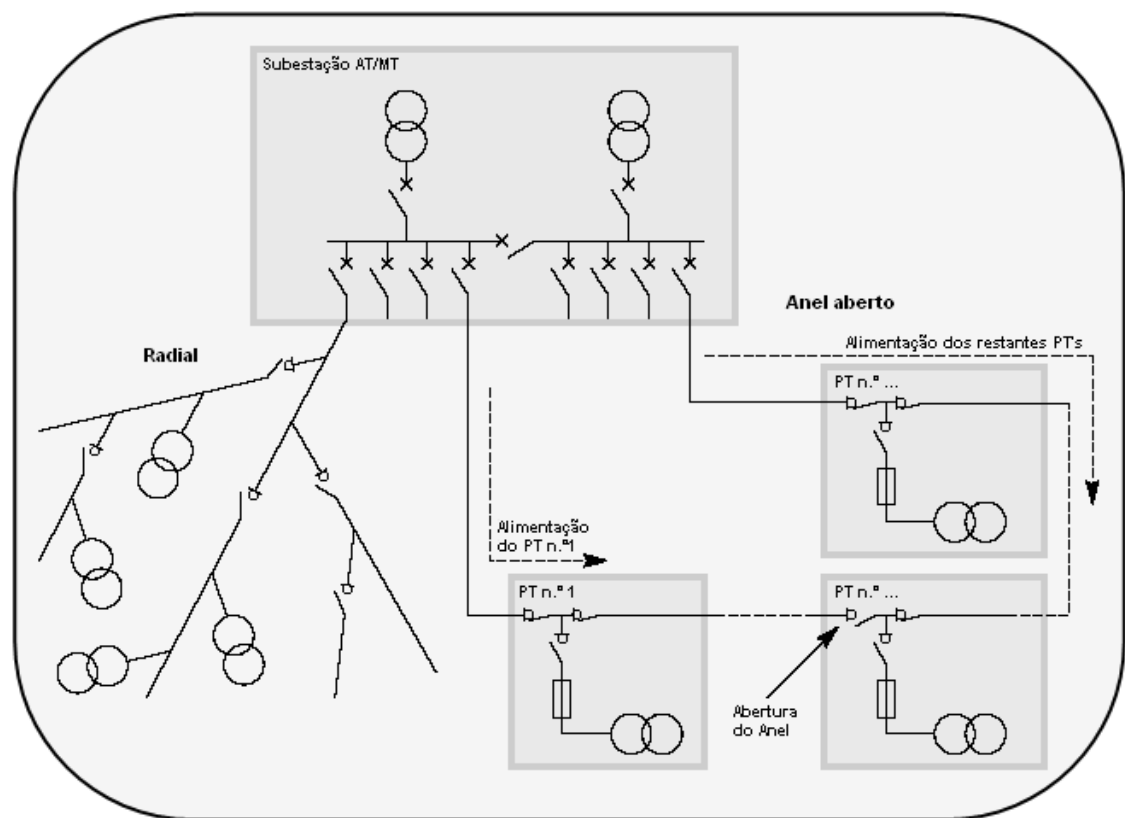



Figura 2.2 – Ilustração dos esquemas de operação habitualmente utilizados em redes de distribuição de média tensão, *Puret* [9]

As redes radiais, também designadas por redes em antena, apresentam uma disposição arborescente. Estas são caracterizadas por possuírem uma única linha para a alimentação dos consumidores, condicionando, desta forma, a realimentação dos mesmos na ocorrência de defeitos.

As redes radiais, apresentando baixos custos de instalação, são particularmente utilizadas na distribuição aérea e em zonas rurais, com baixa densidade de clientes/consumo.

As redes exploradas em anel aberto são dotadas de duas linhas de alimentação, o que possibilita a alimentação dos consumidores através de dois caminhos eléctricos distintos. Em condições normais de alimentação, apenas um dos caminhos é utilizado, constituindo o outro caminho uma alternativa para a alimentação dos consumidores em situações de defeito.

As redes exploradas em anel aberto, garantindo uma maior continuidade de serviço, são particularmente utilizadas na distribuição subterrânea e em zonas urbanas.

Tabela 2.1 - Comparativo dos dois esquemas de operação mais utilizados em redes de distribuição de média tensão. Radial e anel aberto

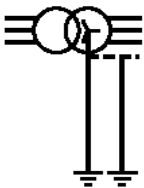
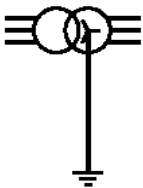
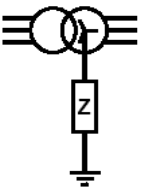
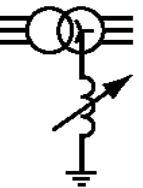
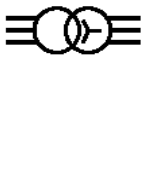
Esquema	Vantagens	Desvantagens
Radial	▪ Simplicidade ▪ Operação ▪ Custos de instalação	▪ Qualidade de Serviço
Anel Aberto	▪ Simplicidade ▪ Qualidade de Serviço	▪ Operação mais complexa ▪ Custos de instalação

2.2 - Sistemas de neutro

A concepção de um Sistema Eléctrica de Energia implica a selecção criteriosa do sistema de neutro a implementar, uma vez que, de acordo com *Fuchiron* [11], estes têm influência directa em diversos parâmetros da rede, em particular:

- na corrente de defeito homopolar, uma vez que o valor desta depende essencialmente da impedância de neutro e da capacidade entre a terra e as fases (linhas, cabos e condensadores);
- na tensão de contacto e tensão de passo, dependentes das corrente de defeito homopolar e da impedância por onde esta fluí;
- no nível das sobretensões e amplitude de eventuais fenómenos transitórios;
- no nível de distúrbios provocados em redes vizinhas, nomeadamente em redes aéreas devido aos campos magnéticos gerados pelo fluxo da corrente de defeito homopolar.

Os sistemas de neutro determinam ainda um conjunto alargado de características de operação das redes, nomeadamente:

- a duração máxima permitida para os defeitos homopolares;
- o número e a duração dos defeitos percebidos pelos clientes;
- a possibilidade e facilidade de reconfigurar a rede após um defeito;
- os métodos aplicáveis na detecção e localização de defeitos homopolares.

A selecção do sistema de neutro, como referido, define entre outras características, da rede, as correntes de defeito homopolar e os níveis de sobretensão, as quais são contraditórias, uma vez que a obtenção de correntes de defeito homopolar reduzidas conduz a sobretensões elevadas, e vice-versa. Assim sendo, a selecção do sistema de neutro resulta de um compromisso entre as correntes de defeito homopolar e as sobretensões admissíveis, e por conseguinte, entre a protecção e a operação do Sistema Eléctrico de Energia.

Nas redes de distribuição em média tensão, não existindo um sistema de neutro único e comum a todas as redes, é possível encontrar cinco regimes de neutro distintos:

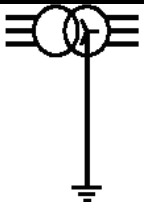
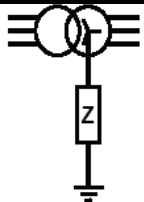
- neutro distribuído e solidamente ligado à terra em diversos pontos;
- neutro solidamente ligado à terra;
- neutro ligado à terra através de uma impedância;
- neutro ligado à terra através de uma bobina de Petersen;
- neutro isolado da terra.

Cada um destes sistemas de neutro tem vantagens e desvantagens, sendo a sua utilização determinada por características de operação da rede, normas de segurança e hábitos locais. De acordo com *Lehtonen et al* [10], nas redes de distribuição Europeias, os três últimos regimes são os mais comuns, enquanto que a aplicação do neutro distribuído é mais habitual na América do Norte e em países fortemente influenciados pelos Estados Unidos.

Tabela 2.2 - Quadro resumo das vantagens e desvantagens dos 5 regimes de neutro existentes

Regime de neutro			Z		
Vantagens	▪ Permite a distribuição monofásica e trifásica	▪ Fácil detecção de defeitos homopolares	▪ Limita as correntes de defeito homopolar ▪ Reduz as sobretensões	▪ Auto extinção das correntes de defeito homopolar	▪ Limita as correntes de defeito homopolar
Desvantagens	▪ Correntes de defeito homopolar elevadas ▪ Sistemas de protecção complexos	▪ Correntes de defeito homopolar elevadas	▪ Sistemas de protecção mais complexos	▪ Sistemas de protecção complexos	▪ Sobretensões elevadas

Os regimes de neutro apresentam diferentes comportamentos na ocorrência de um defeito homopolar. Dos cinco regimes de neutro referidos é possível encontrar os últimos quatro nas redes de distribuição Europeias. A tabela 2.3 resume as características destes últimos.

Tabela 2.3 - Condicionantes associadas à implementação de cada um dos quatro sistema de neutro utilizados pelas Companhias Eléctricas Europeias

Regime de neutro		Z		
Corrente de defeito homopolar	Elevada (2 a 25 kA, em função do local)	0,1 a 2 kA, em função da impedância	Praticamente zero (< 40 A)	Correntes capacitivas (2 a 200 A)
Defeitos	Importantes	Função da impedância	Quase nulos	Reduzidos
Perturbações de tensão	Significativas	Reduzidas	Inexistentes	Inexistentes
Continuidade de serviço	Não	Não	Possível	Sim
Limitações	Térmicas e electrodinâmicas	Térmicas impostas pela impedância	Térmicas impostas pela bobina	Eventuais sobretensões
Detecção de defeitos homopolares	Fácil (amperimétrico)	Fácil (amperimétrico)	Complexo (direccional)	Difícil
Custo de detecção	Mínimo	Mínimo	Elevado	Elevado

Atendendo ao exposto, facilmente se constata que o regime de neutro existente tem um papel determinante na definição do sistema de detecção de defeitos a implementar na rede de distribuição, particularmente na capacidade deste detectar e localizar defeitos homopolares.

2.3 - Rede de distribuição de média tensão da EDP

A rede de distribuição da EDP interliga a Rede Nacional de Transporte com as instalações consumidoras. Esta, sendo constituída por linhas aéreas e cabos subterrâneos, apresenta essencialmente três níveis de tensão em média tensão: 10 kV, 15 kV e 30 kV.

No que concerne aos sistemas de neutro implementados, derivado da origem da rede de distribuição da EDP, que decorre da fusão de diversas companhias distribuidoras de energia, que possuíam diferentes filosofias de operação e, consequentemente, redes com características e equipamentos distintos (tensões de serviço, regimes de neutro, etc.), é possível identificar essencialmente dois sistemas de neutro: neutro impedante e neutro isolado.

As redes de distribuição não sendo infra-estruturas estáticas vão-se adaptando à evolução dos consumos, à dispersão geográfica dos consumidores, ao desenvolvimento de novos centros electroprodutores e às cada vez mais exigentes normas de Qualidade de Serviço. Para responder às novas realidades, a rede de distribuição da EDP tem evoluído, como confirmam os números disponibilizados pela EDP e pela ERSE - Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos.

As figuras 2.3 a 2.7, resultando das informações disponibilizadas pela ERSE, na sua página *WEB*, e pela EDP, nos anexos sobre as instalações anualmente publicados com os Relatórios e Contas, apresentam graficamente a evolução que a rede de distribuição da EDP sofreu nos últimos quinze anos, assim como os investimentos realizados nesta.

A rede de distribuição viu o seu comprimento aumentar de 160 mil quilómetros para mais de 205 mil quilómetros, nos últimos quinze anos, como o indicam as figuras 2.3 e 2.4. A extensão da rede de média tensão ultrapassou os 71 mil quilómetros. Este crescimento foi justificado pela dupla necessidade: aumentar o número de consumidores alimentados e aumentar a redundância da rede.

Conforme ilustrado pela figura 2.6, a potência instalada nos postos de transformação praticamente duplicou, sendo este aumento de potência explicado pelo maior número de consumidores alimentados, bem como pelo crescimento das potências a alimentar por consumidor.

Em 2007, de acordo com [12] e [13], a rede de distribuição da EDP alimentava cinco milhões novecentos e noventa milhares de clientes. Destes, 99,6 % eram clientes de baixa tensão, que representavam 52,7 % do consumo energético. A rede de distribuição era caracterizada pelos números apresentados na tabela 2.4.

Tabela 2.4 - Rede de distribuição de média tensão da EDP em 2007, em números

Subestações		
	número	385
	potência instalada (MVA)	15.338
	n.º de transformadores	688
Postos de Transformação		
	número	59.857
	potência instalada (MVA)	17.256
Linhas aéreas		
	AT (km)	8.038
	MT (km)	56.966
	BT (km)	102.474
Cabos subterrâneos		
	AT (km)	451
	MT (km)	14.245
	BT (km)	30.133

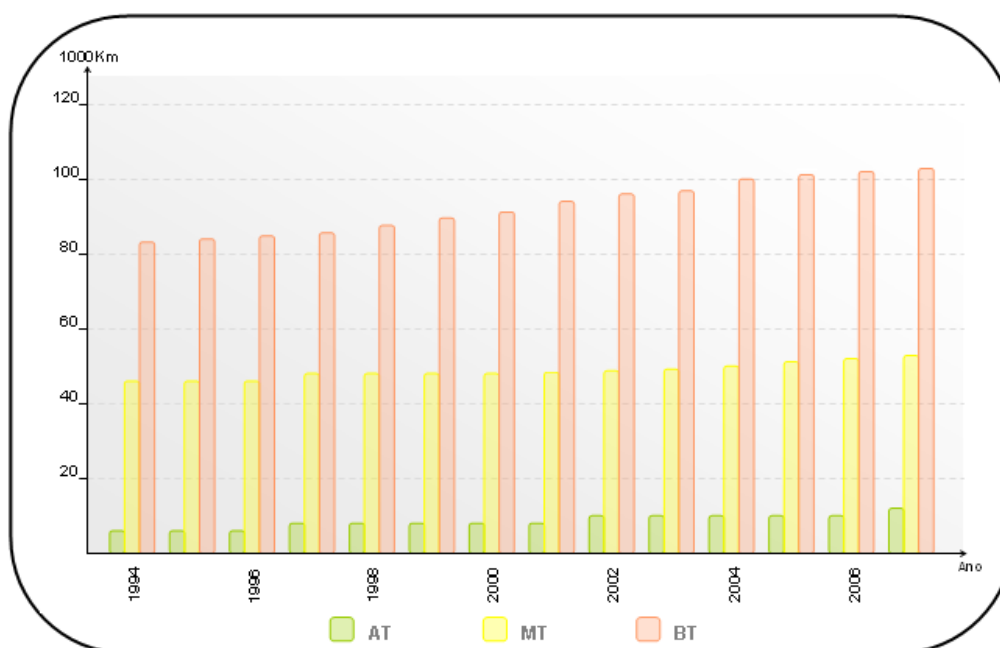



Figura 2.3 - Evolução da extensão da rede de distribuição aérea da EDP, entre 1994 e 2007, segmentado por nível de tensão

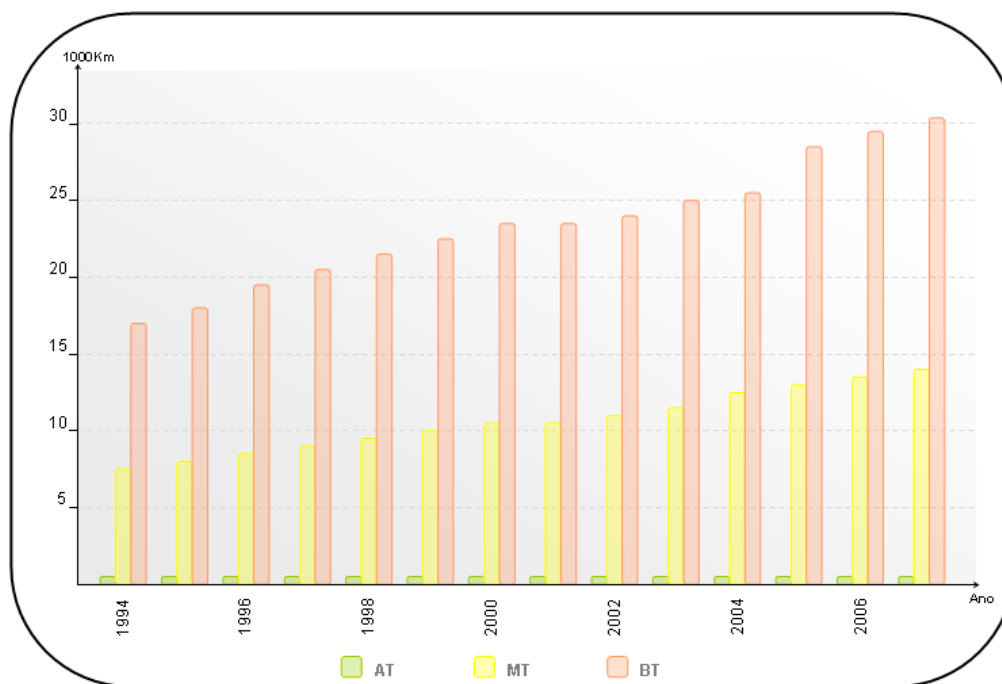



Figura 2.4 - Evolução do comprimento da rede de distribuição subterrânea da EDP, entre 1994 e 2007, segmentado por nível de tensão

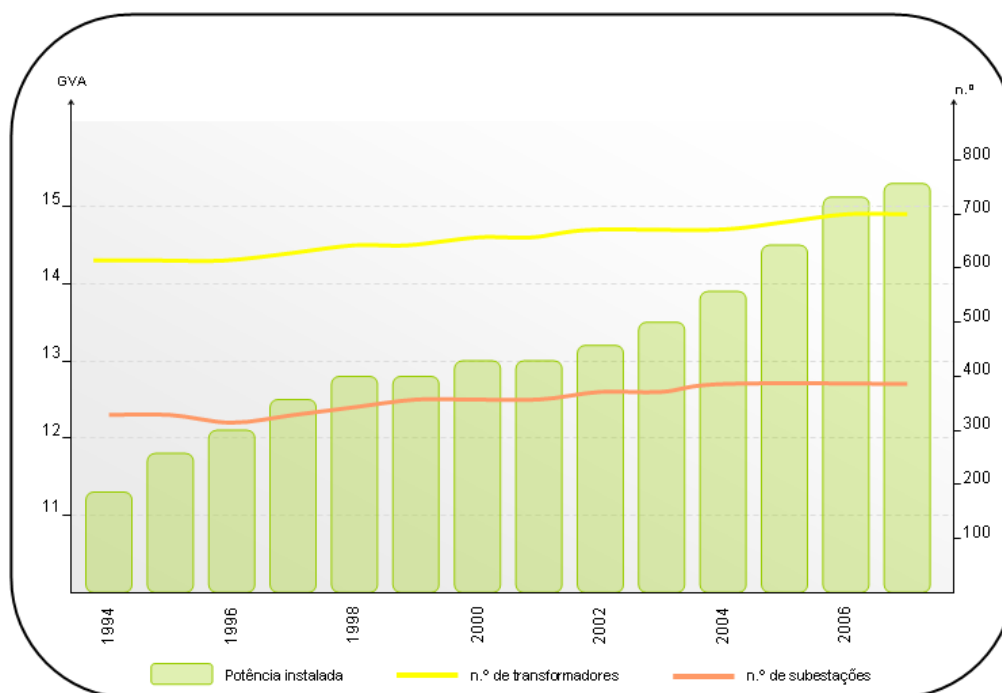



Figura 2.5 - Evolução do número de subestações na rede de distribuição e respectiva potência instalada, entre 1994 e 2007

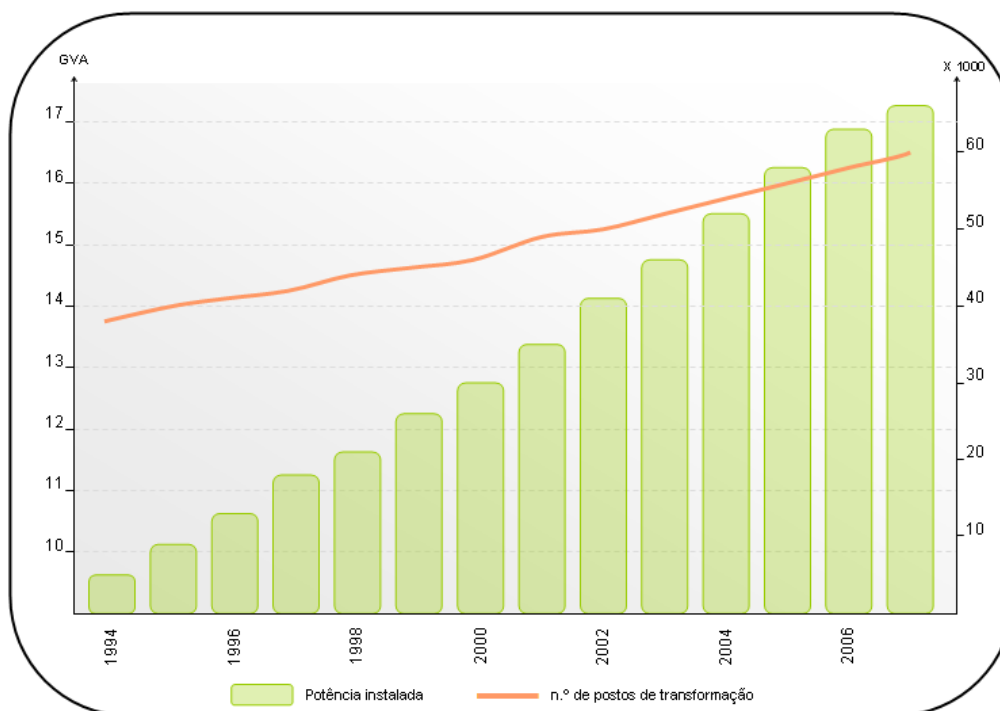



Figura 2.6 - Evolução do número de postos de transformação na rede de distribuição e respectiva potência instalada, desde 1994

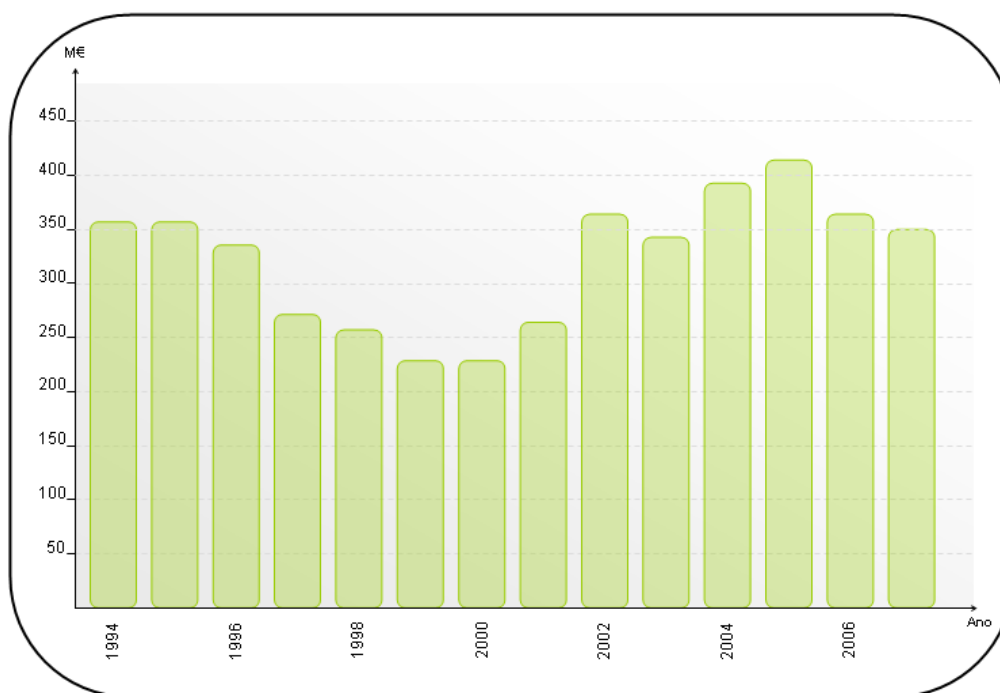



Figura 2.7 - Investimentos realizados pela EDP na sua rede de distribuição, entre 1994 e 2007

2.4 - Conclusões

No presente capítulo foram abordados as diferentes topologias utilizadas nas redes de distribuição de média tensão pelas Companhias Eléctricas, assim como os sistemas de neutro implementados.

Das diversas topologias existentes, o principal enfoque por parte das Companhias Eléctricas, nomeadamente a EDP, é nas redes de distribuição aéreas com estrutura radial, adoptadas nas zonas rurais, e nas redes de distribuição subterrâneas de estrutura emalhada e exploradas em anel aberto, implementadas habitualmente nas zonas urbanas.

Dos cinco sistemas de neutro existentes é possível eleger os seguintes sistemas como os mais utilizados nas redes Europeias: neutro isolado, neutro ligado à terra através de uma impedância e neutro ligado à terra através de bobina de Petersen.

O sistema de neutro existente tem um grande impacto no sistema de detecção de defeitos a implementar, uma vez que dependendo deste as correntes de defeito homopolar podem assumir valores muito baixos e de difícil detecção. Esta situação, sendo uma vantagem do ponto de vista da operação da rede, constitui um importante constrangimento à detecção e localização dos defeitos fase-terra.

Na rede da EDP, a par da utilização de redes aéreas e subterrâneas, é possível encontrar redes com o neutro isolado e redes com o neutro ligado à terra através de uma impedância. Se o neutro impedante não coloca dificuldades de maior à detecção dos defeitos fase-terra, o primeiro caso carece de uma grande atenção, em virtude da imensa dificuldade em assegurar o correcto funcionamento dos sistemas de detecção na ocorrência de um defeito homopolar em redes de neutro isolado.

Capítulo 3

Qualidade de Serviço

O crescimento populacional e o desenvolvimento económico que lhe está associado tem impacto directo nos consumos energéticos e, consequentemente, nos esforços a que as redes de transporte e distribuição eléctrica são submetidas.

Paralelamente à crescente procura de energia, a Qualidade de Serviço assume um papel cada vez mais importante, devido ao crescente número de equipamentos sensíveis a perturbações na qualidade de energia eléctrica, com implicação directa na competitividade das organizações, como é o caso das indústrias baseadas em processos contínuos de produção e das indústrias com elevada penetração de tecnologias de informação.

Com vista a responder à cada vez maior exigência dos consumidores, as Companhias Eléctricas vêem-se obrigadas a produzir mais energia e, também, a desenvolver e melhorar as suas redes de transporte e distribuição, nomeadamente, através da adopção de soluções globais que permitam optimizar a gestão das redes. É exemplo o caso dos sistemas de detecção e localização de defeitos que, assegurando uma diminuição da frequência e duração das falhas de energia, contribuem para a melhoria dos índices de Qualidade de Serviço.

Em contraponto à necessidade dos investimentos ditados pela cada vez maior exigência dos clientes, as Companhias Eléctricas deparam-se com mercados liberalizados, em que os índices de competitividade são cada vez maiores, o que as leva a reduzir os investimentos nos Sistemas Eléctricos de Energia, com o objectivo de manterem os seus níveis de rentabilidade. Os países Europeus, com excepção da Alemanha, com vista a solucionarem este paradoxo, criaram entidades reguladoras responsáveis pela definição de padrões mínimos de Qualidade de Serviço, como referido por *Malaman et al* [14], e pela supervisão da aplicação destes pelas Companhias Eléctricas.

As entidades reguladoras têm noção das pressões financeiras a que as Companhias Eléctricas estão sujeitas para reduzirem os custos e que, consequentemente, poderiam levar a uma redução da Qualidade de Serviço prestado. Desta forma, os Reguladores, avaliando a performance das Companhias Eléctricas, criaram esquemas de incentivos dedicados a recompensar as Companhias que garantam uma qualidade de serviço de acordo com as normas, nomeadamente a EN 50160, *Voltage Characteristics of Electricity Supplied by Public Distribution Systems*.

Em Portugal, a ERSE é o órgão a que compete assegurar o cumprimento pelas Companhias Eléctricas do Regulamento de Qualidade de Serviço [1].

O Regulamento de Qualidade de Serviço, cuja aprovação e publicação é da responsabilidade da DGEG - Direcção Geral de Energia e Geologia, estabelece os padrões mínimos de qualidade no fornecimento de energia eléctrica, no que respeita à sua natureza técnica e comercial.

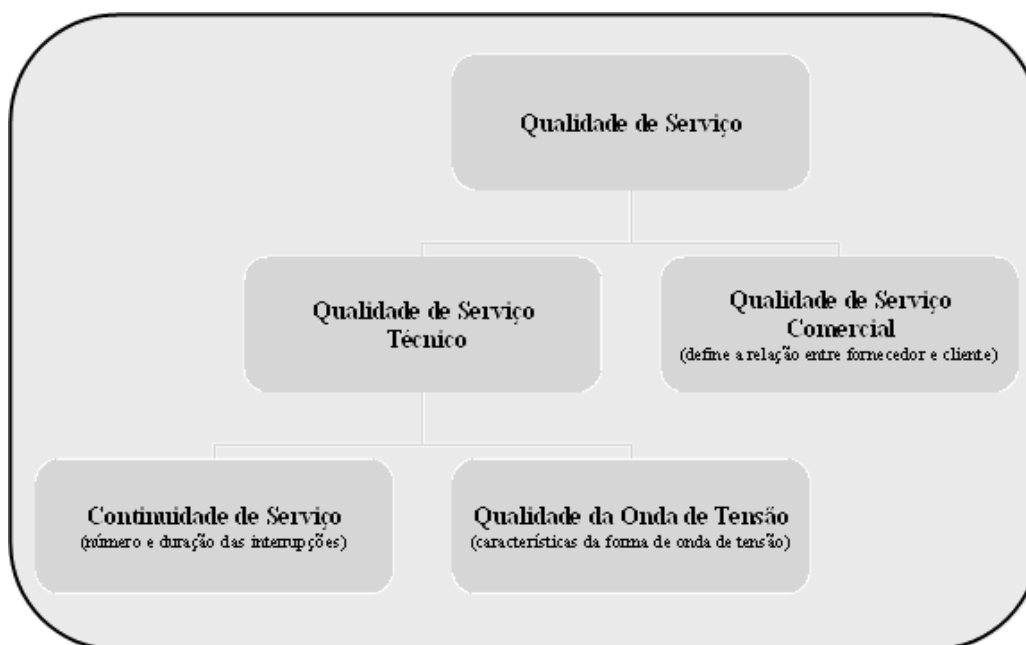



Figura 3.1 - Componentes da Qualidade de Serviço

A avaliação do desempenho das Companhias Eléctricas é realizada pela ERSE, com base em indicadores definidos pelo Regulamento de Qualidade de Serviço, sendo estas alvo de incentivos ou penalidades económicas consoante o cumprimento, ou incumprimento, respectivamente, dos níveis de Qualidade de Serviço estabelecidos.

3.1 - Qualidade de Serviço Comercial

A Qualidade de Serviço Comercial define os padrões do relacionamento entre os operadores de rede e os consumidores. Pretende-se, assim, estabelecer índices mínimos de qualidade ao nível do atendimento e resposta às solicitações dos clientes.

Saindo do âmbito do presente trabalho, não serão descritos em detalhe os indicadores definidos ao nível da Qualidade de Serviço Comercial e implicações destes no desempenho dos operadores.

Sugere-se a quem deseje obter mais informações sobre a Qualidade de Serviço Comercial a consulta do despacho n.º 5255/2006, publicado em Diário da República – II série, n.º 48 de 8 de Março de 2006 ou o acesso à página da ERSE, disponível na *WEB*.

3.2 - Qualidade de Serviço Técnico

De acordo com *Bollen* [16], o conceito de Qualidade de Serviço Técnico, também designado por Qualidade de Energia Eléctrica, surge pela primeira vez num estudo realizado em 1968 pela Marinha dos Estados Unidos. Este conceito, decorrente das evoluções tecnológicas, sofreu, ao longo dos anos, diversas alterações, particularmente ao nível da importância cada vez maior atribuída à qualidade de forma de onda da tensão.

A Qualidade de Serviço Técnico, como é patente no Regulamento de Qualidade de Serviço, pode ser decomposta em duas dimensões, a saber:

- fiabilidade do fornecimento de energia eléctrica ou Continuidade de Serviço, caracterizada pelo número e duração das interrupções de fornecimento de energia eléctrica;
- forma de onda da tensão, ou Qualidade da Onda de Tensão, caracterizada pela amplitude, frequência e simetria do sistema trifásico de tensões.

De acordo com [17], dos diversos problemas que podem afectar a Qualidade de Serviço Técnico, são de destacar:

- interrupções da alimentação, breves ou longas, com origem na ocorrência de defeitos;
- cavas de tensão, provenientes da ocorrência de defeitos ou da ligação de cargas de grande potência;
- sobretensões transitórias, devido a descargas atmosféricas ou electrostáticas e à realização de manobras de equipamentos;
- desequilíbrio de tensões, devido à distribuição assimétrica das cargas;
- distorção harmónica da tensão, gerada por cargas electrónicas.

Destes, e considerando o âmbito da presente tese, destacar-se-ão as interrupções de alimentação e, por conseguinte, a Continuidade de Serviço, em detrimento de todos os outros problemas, essencialmente associados à Qualidade da Onda de Tensão.

Os índices da Continuidade de Serviço, podendo ser diversos, consideram, habitualmente, os seguintes aspectos:

- número de clientes;
- cargas ligadas;
- duração da interrupção e natureza desta;
- potência interrompida;
- frequência das interrupções.

Em linha com o parágrafo anterior, o Regulamento de Qualidade de Serviço define os seguintes indicadores para caracterizar a Continuidade de Serviço nas redes de distribuição de média tensão:

- TIEPI, Tempo de Interrupção Equivalente da Potência Instalada, definido pelo quociente entre o somatório do produto da potência instalada nos postos de transformação de serviço público e particular pelo tempo de interrupção de fornecimento daqueles postos e o somatório das potências instaladas em todos os postos de transformação, de serviço público e particular, da rede de distribuição.

$$TIEPI_{MT} = \frac{\sum_{j=1}^{k}\sum_{i=1}^{x} DI_{ij} \times PI_j}{\sum_{j=1}^{k} PI_j} \tag{3.1}$$

- SAIFI, *System Average Interruption Frequency Index*, que é o quociente do número total de interrupções nos pontos de entrega, durante determinado período, pelo número total dos pontos de entrega, nesse mesmo período.

$$SAIFI = \frac{\sum_{j=1}^{k} FI_j}{k} \tag{3.2}$$

- SAIDI, *System Average Interruption Duration Index*, definido pelo quociente da soma das durações das interrupções nos pontos de entrega, durante determinado período, pelo número total dos pontos de entrega, nesse mesmo período.

$$SAIDI = \frac{\sum_{j=1}^{k}\sum_{i=1}^{x} DI_{ij}}{k} \tag{3.3}$$

- END, Energia Não Distribuída, definida pelo valor estimado da energia não distribuída nos pontos de entrega dos operadores das redes de distribuição, devido a interrupções de fornecimento, durante um determinado intervalo de tempo (normalmente um ano civil).

$$END = \frac{TIEPI_{MT} \times EF}{T} \tag{3.4}$$

As redes de distribuição apresentam diferentes realidades ao longo das suas infra-estruturas, diferenças essas que, com origem em diversos aspectos, nomeadamente características geográficas e níveis de consumo, traduzem-se na necessidade de definir diferentes padrões de qualidade consoante a área de rede em causa. Os diversos valores definidos artigo 16.º do Regulamento de Qualidade de Serviço pretendem reflectir esta necessidade.

A definição de diferentes padrões de qualidade visa adequar o nível de Continuidade de Serviço, e por conseguinte os investimentos a realizar pelas Companhias Eléctricas, às necessidades dos consumidores.

A tabela 3.1 apresenta os valores dos índices de Continuidade de Serviço por zona geográfica estabelecidos pelo artigo 16.º do RQS.

Tabela 3.1 - Índices de Continuidade de Serviço por zona geográfica para as redes de distribuição MT

Indicador	Zonas geográficas	Valores máximos
TIEPI (horas)	A B C	2 4 10
SAIFI (número)	A B C	3 6 8
SAIDI (horas)	A B C	3 5 10

Na tabela 3.1:

- a zona A corresponde a capitais de distrito e a localidades com mais de 25 mil clientes;
- a zona B corresponde a localidades com um número de clientes compreendido entre 2500 e 25 000;
- a zona C a todos os restantes locais.

O nível de Continuidade de Serviço assegurado pelas Companhias Eléctricas é condicionado pela sua arquitectura e condições de exploração dos Sistemas Eléctricos de Energia. Assim, as Companhias Eléctricas com o intuito de melhorarem a Qualidade de Serviço prestada e cumprirem os padrões regulamentados, deverão, após a realização de estudos técnico-económicos, actuar em dois vectores: desenho da rede eléctrica e procedimentos de operação.

3.3 - Continuidade de Serviço da rede de distribuição de média tensão da EDP

O desempenho apresentado pela rede de distribuição de média tensão, traduzido na melhoria global e contínua dos índices de Continuidade de Serviço, apresentados na tabela 3.2, deve-se, de acordo com [18], a um conjunto de iniciativas que têm vindo a ser desenvolvidas pela EDP, de onde se destacam as seguintes acções:

- optimização das topologias de exploração da rede;
- implementação de circuitos redundantes e exploração em malha fechada;
- expansão das redes AT e MT e aumento da potência instalada;
- automatização e telecomando da rede MT;
- reforço das estratégias de manutenção preventiva e preditiva;
- implementação de sistemas de informação técnica e de monitorização QEE;
- aposta em novos materiais e tecnologias de rede.

Tabela 3.2 - Evolução dos índices de Continuidade de Serviço da rede de distribuição de média tensão da EDP na última década

Índice	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
TIEPI (min.)	455,71	419,87	340,51	215,32	174,97	176,49	109,04
SAIFI (n.º)	9,15	8,99	8,01	4,50	3,88	4,22	3,15
SAIDI (min.)	674,87	595,72	489,98	310,45	248,42	262,51	169,91
END (MWh)	29.438,29	28.097,74	22.985,67	15.263,03	13.535,32	13.901,02	8.437,16

Como ressalva ao referido no parágrafo anterior, convém referir que os índices de continuidade de serviço em 2006 apresentam uma ligeira deterioração face aos de 2005. Esta situação, de acordo com [13], deve-se às condições atmosféricas adversas verificadas em alguns meses de 2006, que originaram um aumento do número de ocorrências acidentais de longa duração.

Da análise dos Relatórios de Qualidade de Serviço publicados pela EDP, e disponíveis para consulta na sua página *WEB*, constata-se que a rede de distribuição de média tensão é a que mais contribui para a degradação dos índices de Continuidade de Serviço do Sistema Eléctrico de Energia da EDP, como o comprova a tabela 3.3.

Tabela 3.3 - Origem das ocorrências e contributo para os índices TIEPI e END, em 2007

Origem	**n.º de ocorrências**		**TIEPI MT** (min.)		**END** (MWh)	
	Acidentais	Previstas	Acidentais	Previstas	Acidentais	Previstas
RNT	17	0	0,8	0,0	57,2	0,0
AT	173	4	6,9	0,0	524,2	2,8
MT	6.742	3.918	93,2	7,0	7.222,4	540,8
Outros	78	32	1,2	0,0	86,6	3,2
Total	***7.010***	***3.954***	***102,0***	***102,0***	***7.890,4***	***546,7***

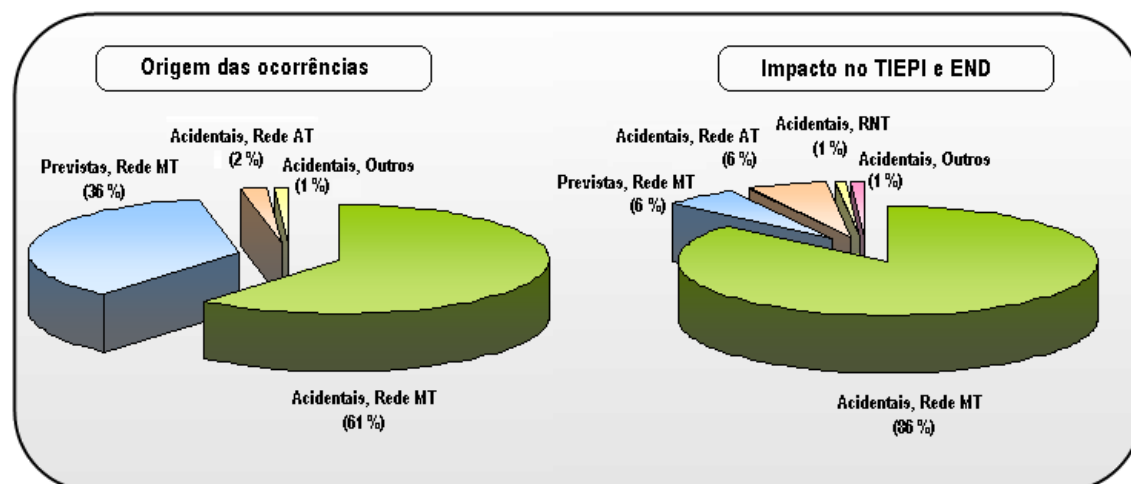



Figura 3.2 - Origem das ocorrências e impacto nos índices TIEPI e END

As figuras 3.3 e 3.4 apresentam a evolução, na última década, dos índices de Continuidade de Serviço apresentados pela rede de distribuição de média tensão. Os valores apresentados foram retirados dos Relatórios de Qualidade de Serviço publicados pela EDP anualmente e disponíveis para consulta na sua página da *Internet*. Estes foram calculados com base em todas as ocorrências, acidentais e previstas, de longa duração, incluindo aquelas que, de acordo com o estipulado no RQS, estão abrangidas pelo n.º1 do artigo 14º.

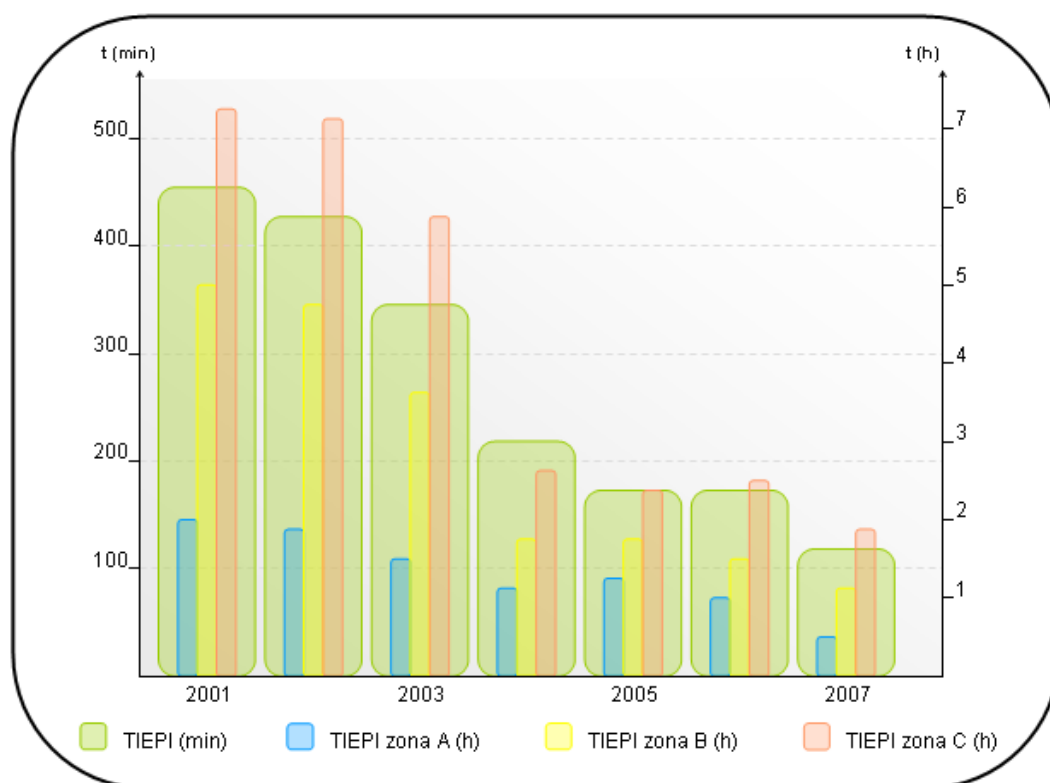



Figura 3.3 - Evolução do TIEPI da rede de distribuição de média tensão da EDP na última década

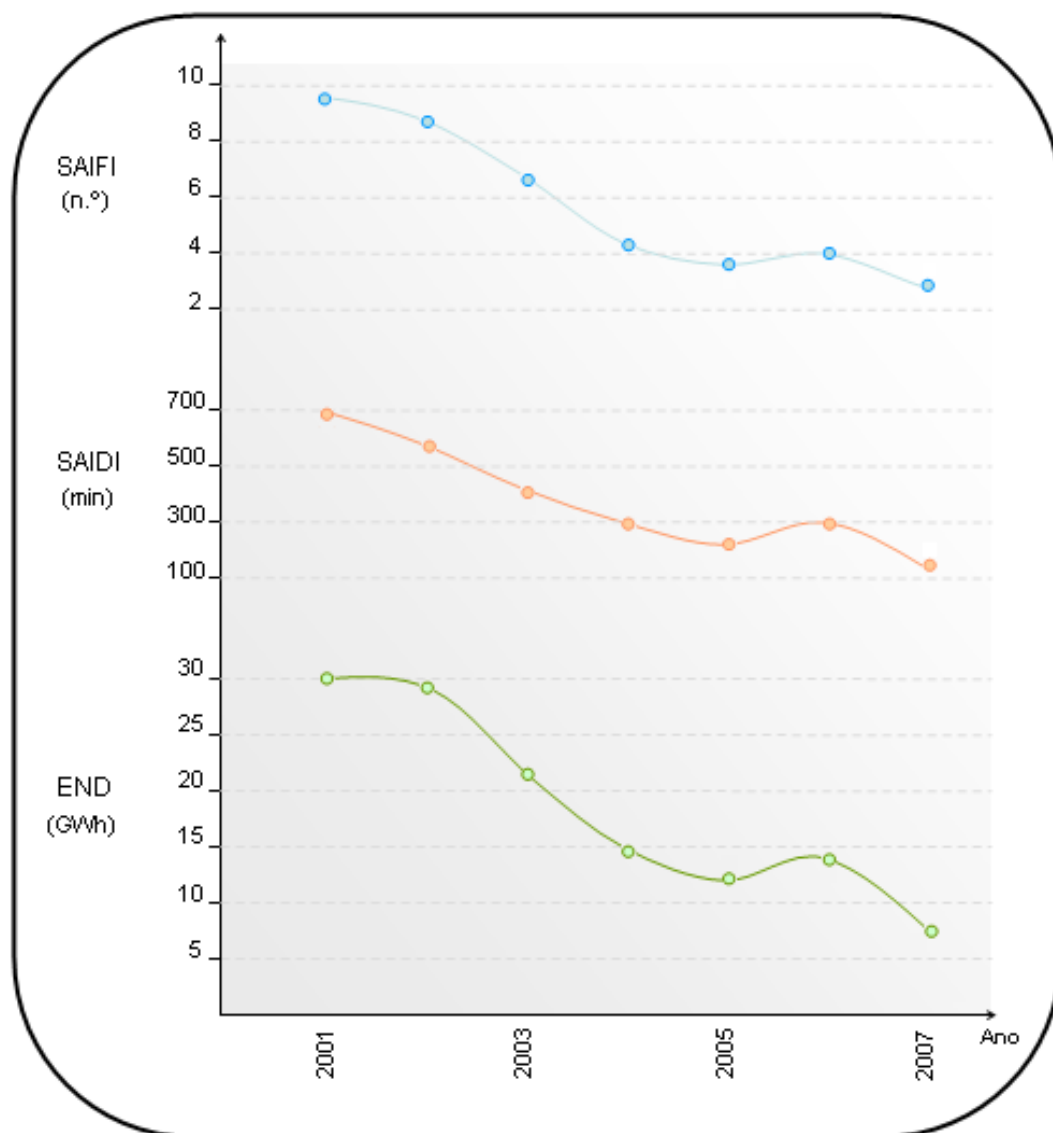



Figura 3.4 - Evolução dos índices SAIFI, SAIDI e END da rede de distribuição de média tensão da EDP na última década

Comparando os valores estabelecidos pelo RQS com os indicadores apresentados pela rede de distribuição de média tensão da EDP verifica-se que esta cumpre, na integra, os padrões de continuidade de serviço estabelecidos.

Tabela 3.4 - Comparação entre os valores estabelecidos pelo Regulamento de Qualidade de Serviço e os valores apresentados em 2007 pela rede de distribuição MT da EDP

	Zona A		**Zona B**		**Zona C**	
	Indicador	Real	Indicador	Real	Indicador	Real
TIEPI MT (h)	2	0,57	4	1,12	10	1,92
SAIFI MT (n.º)	3	1,14	6	1,73	8	2,87
SAIDI MT (h)	3	0,69	5	1,35	10	2,48

2.5 - Conclusões

As Companhias Eléctricas actuam num mercado liberalizado fortemente competitivo, pelo que se vêem forçadas a reduzir os seus custos funcionais e os investimentos nos Sistemas Eléctricos de Energia, com vista a assegurarem a rentabilidade das suas operações.

A obrigatoriedade do cumprimento pelas Companhias Eléctricas dos padrões de Qualidade de Serviço mínimos estabelecidos pelo Regulamento de Qualidade de Serviço tem por objectivo garantir que a pressão competitiva e a tendência para a redução de custos e investimentos não se sobrepõe à necessidade de assegurar aos consumidores um fornecimento de energia fiável e adequado às cargas a alimentar.

Em Portugal a ERSE é a entidade responsável por certificar o cumprimento do Regulamento de Qualidade de Serviço, publicado pela DGEG, por parte das diversas Companhias Eléctricas.

A EDP tem implementado um conjunto de iniciativas conducentes à melhoria da sua rede, à optimização da operação da mesma e à redução da ocorrência de defeitos. Decorrente da realização destas acções, verifica-se, na última década, uma melhoria contínua dos seus índices de Continuidade de Serviço.

A comparação dos índices actuais de Continuidade de Serviço da rede de distribuição de média tensão da EDP com os valores definidos pelo artigo 16.º do RQS evidência o integral cumprimento destes.

Capítulo 4

Sistemas de Detecção de Defeitos

A liberalização do mercado energético tem implicado uma redução considerável dos custos das Companhias Eléctricas, com vista ao aumento de rentabilidade das mesmas.

Resultante da optimização dos custos, de acordo com *Roman et Hylla* [19], verifica-se por parte das Companhias Eléctricas uma tendência para:

- a selecção de equipamento baseada na simplificação funcional e rentabilidade destes;
- a manutenção orientada para eventos específicos, em detrimento de acções de manutenção preventiva mais abrangentes;
- a unificação dos centros de despacho;
- a implementação de medidas de redução dos recursos humanos disponíveis, com evidentes perdas de conhecimento.

Seria expectável que sem adopção de medidas alternativas por parte das Companhias Eléctricas resultasse da implementação dos seus programas de redução de custos uma diminuição da Qualidade de Serviço, justificada, nomeadamente, pelo maior envelhecimento dos equipamentos e consequente aumento da probabilidade da ocorrência de avarias, para além de períodos de interrupção da alimentação mais prolongados, associados à redução do número de recursos humanos disponíveis para intervir.

Paralelamente à redução dos custos, constata-se por parte das Companhias Eléctricas um elevado interesse na redução de ocorrências de defeitos na rede eléctrica e na minimização do impacto destes nos consumidores. Este interesse é essencialmente motivado pelas pressões regulamentares a que estão sujeitas e por motivos económicos associados à energia não fornecida e, consequentemente, não facturada, como também aos custos decorrentes da ocorrência de cada defeito (penalidades financeiras e indemnizações, equipamentos avariados, etc.).

Como referido, as Companhias Eléctricas deparam-se com dois objectivos que poderiam ser antagónicos na persecução: a redução de custos e o aumento da continuidade de serviço das redes eléctricas. Com vista a responder a este desafio, o investimento em novas tecnologias que permitam optimizar a gestão dos activos existentes, garantindo uma maior fiabilidade do serviço prestado aos clientes, apresenta-se como uma das opções mais rentáveis.

Os sistemas de detecção de defeitos são ferramentas importantes na melhoria da Continuidade de Serviço, uma vez que permitem reduzir o tempo despendido na localização dos defeitos e, consequentemente, o tempo total da falha de alimentação. Complementarmente às mais valias associadas à redução dos períodos de interrupção de alimentação, para as Companhias Eléctricas e para os clientes, estes sistemas têm diversas virtudes, já que, e de acordo com *Krajnak* [20] e *Evans* [21], permitem:

- optimizar a gestão das equipas de manutenção;
- reduzir os custos de operação;
- identificar as zonas de rede problemáticas;
- evitar a deterioração dos equipamentos provocada pelas religações realizadas sobre defeitos permanentes, no decorrer do processo tradicional de localização de defeitos.

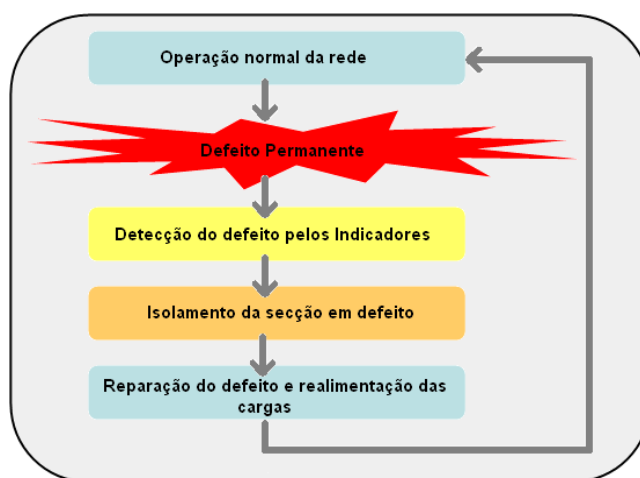



Figura 4.1 - Fluxograma com as fases constituintes do processo conducente à realimentação das cargas após a ocorrência de um defeito. Detecção, circunscrição da área afectada, reparação e reposição em serviço. *Cong et al* [22]

Existem diversas metodologias aplicadas na detecção e localização de defeitos pelas Companhias Eléctricas. Desde sistemas baseados na implementação de Indicadores de Passagem de Defeitos nas redes de distribuição até à adopção de métodos analíticos suportados por sistemas SCADA.

Os métodos analíticos, e de acordo com *Saha et al* [4], podem ser divididos em três categorias:

- métodos baseados na propagação de ondas;
- métodos que utilizam as componentes de elevada frequência das correntes e tensões;
- métodos que utilizam a frequência fundamental das correntes e tensões medidas nos terminais das linhas, também designados por métodos baseados na impedância.

Destes, os métodos baseados na impedância, consistindo no cálculo da impedância das linhas a partir dos seus terminais e na estimativa das distâncias aos defeitos, são, devido à facilidade de implementação, os mais adoptados pelas Companhias Eléctricas. Estes métodos podem ser subdivididos em duas categorias: os que utilizam as medidas de apenas um dos terminais das linhas e os que utilizam a medidas dos dois terminais das linhas.

Os métodos baseados na impedância, de acordo com *Tang et al* [23], apresentam uma precisão de 2% a 3% do comprimento total da linha.

A precisão deste método está limitada por diversos factores, entre eles:

- o efeito combinado da corrente de carga e da resistência do defeito (*reactance effect*).
- imprecisão na identificação do tipo de defeito (fases em efeito);
- incerteza sobre os parâmetros das linhas, particularmente a impedância homopolar. O valor preciso desta é de difícil obtenção, uma vez que depende da resistividade do solo. Um erro de 20% no valor da impedância homopolar poderá introduzir um erro de 15% na localização estimada do defeito;
- erros nas medidas.

Os métodos baseados na propagação de ondas constituindo uma alternativa aos métodos que utilizam a frequência fundamental permitem ultrapassar as limitações e imprecisões destes últimos. De acordo com *Tang et al* [23], os métodos baseados na propagação de ondas são os mais precisos. Estes métodos foram, porém, abandonados pelas Companhias Eléctricas devido a problemas de manutenção e fiabilidade.

Recentemente, ressurgiu o interesse das Companhias Eléctricas pelos métodos baseados na propagação de ondas devido à evolução dos equipamentos responsáveis pela aquisição da informação e à melhoria da sincronização por GPS e dos sistemas de comunicação.

Os métodos baseados na propagação de ondas são independentes da configuração da rede e dos seus componentes. Estes, sendo muito precisos, requerem amostragens de elevada frequência e apresentam custos de implementação elevados. De acordo com *Tang et al* [23], existem três tipos de técnicas:

- mono terminal, baseando-se no defeito para a produção dos transitórios a propagar;
- duplo terminal, baseando-se no defeito para a produção dos transitórios a propagar;
- mono terminal, baseando-se nos transitórios produzidos pelas manobras do disjuntor.

O investimento necessário à implementação destes sistemas constitui o principal entrave à adopção massificada destes pelas Companhias Eléctricas.

4.1 - Indicadores de Passagem de Defeito

O método tradicional de localização de defeitos, ainda hoje aplicado, envolve a segmentação do circuito seguida da realização de tentativas de religação, com o intuito de localizar a secção em defeito. Este procedimento é não só demorado, como ao colocar sobre esforço os equipamentos constituintes da rede, pode também levar à ocorrência de outros defeitos e, consequentemente, ao incremento da duração das falhas de alimentação. Adicionalmente ao esforço dos equipamentos, a realização de religações sobre defeitos permanentes pode originar situações de potencial perigo para as pessoas.

A melhoria da Continuidade de Serviço e, por conseguinte, a satisfação dos clientes, é conseguida através da redução da duração das falhas de alimentação e da frequência das mesmas.

O processo de reposição da alimentação aos consumidores afectados, no seguimento da ocorrência de um defeito, de acordo com *Chen et Sabir* [3], é constituído por quatro etapas: identificação do defeito, localização, isolamento da secção em defeito e realimentação. Cada uma destas etapas contribui para o tempo total da falha de alimentação. Os Indicadores de Passagem de Defeito ao reduzirem o tempo despendido na detecção e localização do defeito, constituindo, muitas vezes, uma das etapas mais morosas de todo o processo, permitem reduzir a duração global da falha de alimentação.

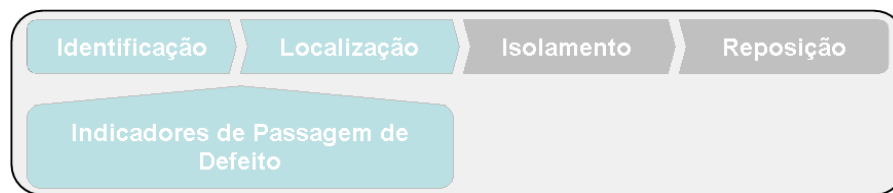



Figura 4.2 - Processo de detecção, localização e reparação do defeito conducente à reposição em serviço normal do SEE. Os Indicadores de Passagem de Defeito têm um papel activo nas duas primeiras etapas, contribuído para a redução do tempo dispendido nestas.

Os Indicadores de Passagem de Defeito, inseridos preferencialmente num sistema de automação e controlo remoto mais vasto, contribuem para a redução da duração das interrupções longas e para o decréscimo da ocorrência de interrupções breves repetitivas. Complementarmente, e decorrente da filosofia associada à utilização destes equipamentos, é possível evitar a religação sobre defeitos permanentes, contribuindo desta forma para a preservação dos equipamentos da rede.

A detecção de defeitos, segundo *Georgilakis* [2], deverá ser vista como um componente do plano de protecção da rede, pelo que os Indicadores de Passagem de Defeito deverão estar coordenados com os equipamentos de protecção e ser adaptados às características do circuito onde estão instalados.

Os Indicadores de Passagem de Defeito, constituindo uma solução rentável e eficaz, contribuem:

- para a mais rápida e simples localização dos defeitos e, consequentemente, para a mais rápida reposição da alimentação aos clientes afectados;
- para a melhor gestão dos recursos humanos dedicados à operação da rede;
- para a redução dos esforços a que os equipamentos da rede são submetidos, contribuindo para o aumento da vida útil de funcionamento destes;
- para optimização das receitas das Companhias Eléctricas.

4.1.1 - Historial

De acordo com *Angerer* [24], após a Segunda Guerra Mundial, com o intuito de resolver o problema já antigo de localizar defeitos em redes subterrâneas, foi desenvolvido um equipamento que disparava um sinalizador mecânico quando sentia a passagem de uma intensidade de corrente definida. Desta forma, os operadores da rede, ao percorrerem a rede afectada, podiam facilmente localizar o defeito através do estado dos sinalizadores. Este equipamento, designado por Indicador de Passagem de Defeito, foi pela primeira vez implementado em 1946 e permitiu desde logo reduzir o tempo despendido na localização dos defeitos.

Os primeiros Indicadores de Passagem de Defeito eram equipamentos simples, que utilizavam o campo magnético gerado pela passagem de uma corrente de elevada magnitude para mecanicamente mover ou rodar um sinalizador, que indicava a passagem da corrente de defeito. Após a detecção de cada defeito, estes Indicadores tinham que ser manualmente reinicializados, o que constituía uma desvantagem evidente, uma vez que ao não serem reinicializados, apenas se obtinha informação imprecisa no próximo defeito a ocorrer.

Nos anos sessenta surgiram os primeiros Indicadores de Passagem de Defeito reinicializáveis automaticamente. O equipamento desenvolvido consistia numa ampola de vidro transparente cheia com um líquido translúcido e com partículas vermelhas. Na passagem de uma corrente de defeito, uma mola, activada pelo campo magnético gerado por esta corrente, agitava a ampola tornando toda a solução vermelha, durante o período de tempo necessário para que as partículas se depositassem novamente no fundo da ampola.

Embora a solução de reinicialização automática introduzida nos anos sessenta fosse um avanço face aos primeiros Indicadores de Passagem de Defeito, não garantia a fiabilidade da informação disponibilizada, uma vez que o tempo de reinicialização era somente dependente da velocidade de sedimentação das partículas e não do real contexto de operação da rede eléctrica.

Nos anos setenta surgiram os primeiros Indicadores de Passagem de Defeito reinicializáveis pelo retorno da tensão, após a ocorrência de um defeito, ou pela intensidade da corrente, quando esta regressava a valores normais. Também nesta década, surgiram os primeiros Indicadores auto alimentados dotados de sinalização luminosa e reinicializáveis por temporização predefinida.

Somente nos anos noventa surgiram Indicadores de Passagem de Defeito parametrizáveis, pelo que até esta data nenhum Indicador possuía flexibilidade de instalação, sendo concebidos com características específicas para uma aplicação concreta.

Os Indicadores de Passagem de Defeito parametrizáveis foram lançados praticamente em simultâneo por dois fabricantes. Os Indicadores recorriam a algoritmos lógicos distintos baseados no aparecimento de uma sobrecorrente seguida pela ausência completa de corrente. O primeiro método tinha por base o rácio di/dt. Se este fosse superior ao patamar definido, o Indicador aguardaria 60 segundos para confirmar a presença de corrente na linha. Se passado este tempo esta estivesse presente, não haveria indicação de defeito. Caso contrário, indicaria a passagem de uma corrente de defeito. O segundo método recorria à utilização de um transformador de intensidade que em permanência media a corrente na linha, reproduzindo desta forma o comportamento de um equipamento de protecção. Estes equipamentos representaram uma gigantesca evolução em relação à tecnologia anteriormente utilizada nos Indicadores, permitindo aumentar a sua fiabilidade e flexibilidade de aplicação.

Mais recentemente, foram implementadas novas funcionalidades nos Indicadores de Passagem de Defeito. Surgiram os primeiros Indicadores dotados de equipamento de comunicação e, por conseguinte, com a capacidade de comunicar remotamente com os centros de despacho, assim como Indicadores com memórias capazes de guardar localmente registos de eventos.

4.1.2 - Principio de funcionamento

A função do Indicador de Passagem de Defeito é detectar as correntes de defeito permanente que passam pelos seus sensores, memorizando e sinalizando este estado. A não actuação e sinalização de um Indicador também constitui uma informação a considerar. O defeito encontra-se localizado entre o último Indicador actuado e o primeiro sem sinalização. Este é o princípio de utilização de Indicadores de Passagem de Defeito não direccionais.

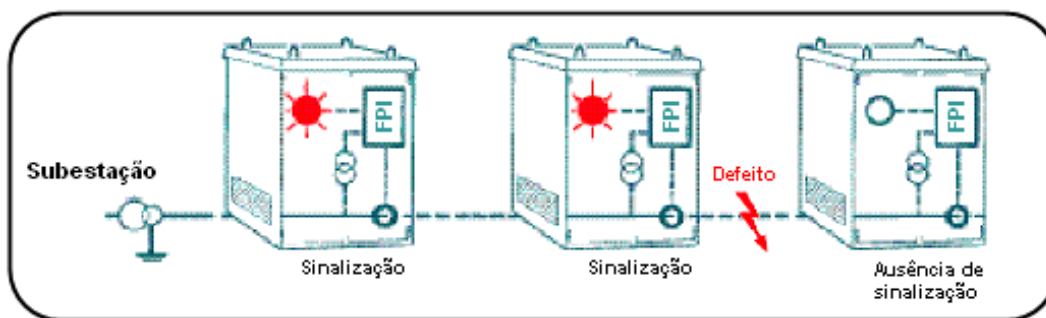



Figura 4.3 - Princípio de utilização de Indicadores de Passagem de Defeito não direccionais. O defeito encontra-se localizado entre o último Indicador actuado e o primeiro sem sinalização. *Andrieu C. et al* [25]

Tratando-se de Indicadores de Passagem de Defeito direccionais, a localização do defeito é realizada com base num código de cores. Por exemplo, segundo o código estabelecido em França, o defeito encontrar-se-á a jusante do último Indicador com sinalização vermelha e a montante do primeiro Indicador com sinalização verde, para um defeito monofásico à terra. Tratando-se de um defeito polifásico, apenas os Indicadores instalados entre a saída da subestação e o defeito serão activados, sinalizando o defeito.

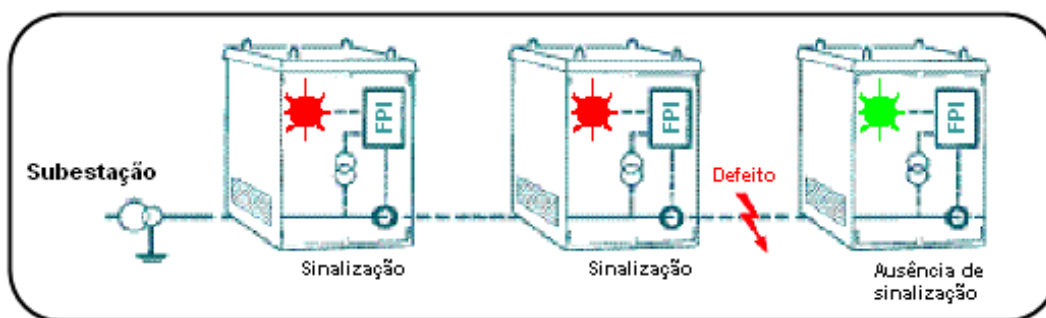



Figura 4.4 - Princípio de utilização de Indicadores de Passagem de Defeito direccionais. O defeito encontra-se situado a jusante dos Indicadores com sinalização vermelha e a montante dos Indicadores com sinalização verde. Andrieu C. et al [25]

Diferentes Indicadores de Passagem de Defeito têm sido desenvolvidos, com vista a adaptarem-se às linhas aéreas ou aos cabos subterrâneos, assim como aos diversos sistemas de neutro existentes.

Os Indicadores de Passagem de Defeito aplicáveis nos cabos subterrâneos utilizam toros para a medida das correntes veiculadas, sendo a medida de tensão obtida através da própria tensão de alimentação do equipamento ou, no caso dos Indicadores direccionais, através da utilização de divisores capacitivos. Estes Indicadores são instalados no interior dos postos de transformação das redes de distribuição de média tensão.

A ligação dos toros, para a medida da intensidade das correntes, aos Indicadores de Passagem de Defeito pode ser realizada de três formas distintas, consoante a aplicação em causa.

Figura 4.5 - Indicador de Passagem de Defeito instalado no interior de um posto de transformação MT/BT

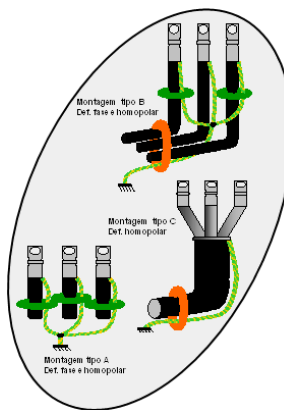



Figura 4.6 - Ligações possíveis dos sensores de medida dos Indicadores de Passagem de Defeito para redes subterrâneas

Os Indicadores de Passagem de Defeito para as linhas aéreas podem ser montados directamente nestas ou nos postes. No primeiro caso, de acordo com [26], os Indicadores utilizados são monofásicos. Estes, devido às suas características, não têm a capacidade de medir, ou calcular, a corrente homopolar, pelo que a detecção dos defeitos homopolares é realizada através da medida di/dt. No segundo caso os Indicadores são trifásicos.

Figura 4.7 - Indicador de Passagem de Defeito monofásico para montagem na linha

Figura 4.8 - Indicador de Passagem de Defeito trifásico para montagem em poste

Nos Indicadores de Passagem de Defeito para a rede aérea, a medida da intensidade de corrente e da tensão é realizada por sensores de campo magnético e sensores do campo eléctrico, pelo que é importante assegurar que nos locais de instalação dos Indicadores não existem obstáculos que perturbem o campo magnético e eléctrico gerado respectivamente pela corrente e tensão da linha e percepcionado por estes equipamentos.

Uma das dificuldades inerentes à aplicação dos Indicadores de Passagem de Defeito é conseguir que estes somente sinalizem a passagem das correntes de defeito, distinguindo-as das correntes capacitivas veiculadas pela rede. Esta situação é especialmente complexa em redes em que, decorrente do sistema de neutro implementado, as correntes de defeito homopolar são particularmente reduzidas, apresentando valores próximos das correntes capacitivas.

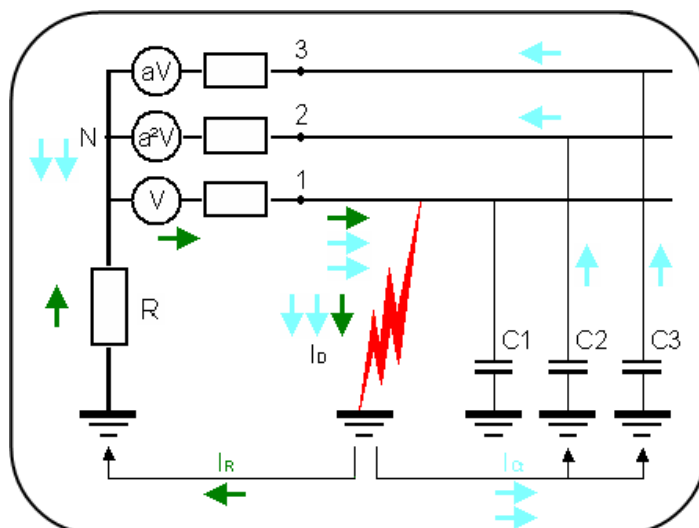



Figura 4.9 - Correntes capacitivas veiculadas na ocorrência de um defeito homopolar numa rede com neutro impedante. Dependendo do sistema de neutro implementado as correntes capacitivas podem assumir valores próximos ou superiores ao da corrente activa de defeito fase-terra e, consequentemente, dificultar a localização do defeito pelo Indicador de Passagem de defeito. [26]

A adopção de Indicadores de Passagem de Defeito amperimétricos ou direccionais dependerá do diferencial entre a corrente activa de defeito e as correntes capacitivas na rede. Quando as correntes capacitivas são suficientemente reduzidas em comparação com a corrente de defeito homopolar é possível utilizar a detecção amperimétrica. Nestas situações deverão ser estabelecidos níveis de detecção que tornem os Indicadores insensíveis às correntes capacitivas, mas que garantam a adequada detecção dos defeitos ocorridos.

Os Indicadores de Passagem de Defeito amperimétricos para a rede subterrânea podem ter associado um toro homopolar para a medida da corrente residual, ou podem calcular esta corrente através da medida das correntes das três fases. Para a rede aérea, nos Indicadores de montagem em poste, a medida é realizada através do soma dos campos magnéticos emitidos pelas três fases. Num sistema equilibrado e saudável este valor deverá ser nulo. Para os Indicadores de montagem na linha não é possível calcular a corrente homopolar, pelo que se adopta como solução o cálculo da variação da corrente *di*/*dt*.

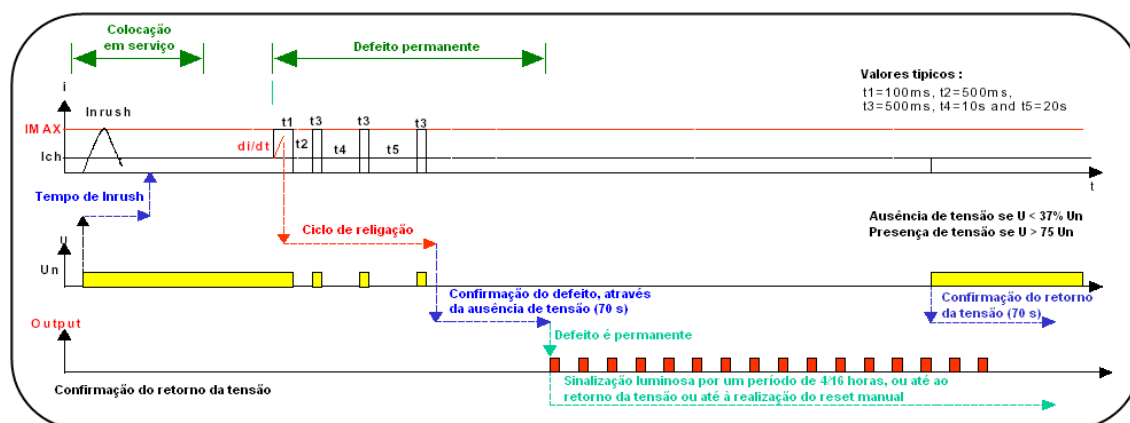



Figura 4.10 - Exemplo de detecção de um defeito permanente por um Indicador de Passagem de Defeito. Após o aparecimento do defeito e realização do ciclo de religação pela protecção na subestação o Indicador aguarda que a temporização de confirmação termine para sinalizar o defeito [26]

Quando a corrente de defeito homopolar é muito baixa em comparação com as correntes capacitivas, é necessário recorrer à detecção direccional. Os Indicadores de Passagem de Defeito direccionais têm a capacidade de identificar a corrente veiculada e sinalizar unicamente a passagem da corrente activa de defeito. Estes equipamentos têm ainda a particularidade de conseguirem detectar correntes homopolares de valor extremamente baixo, quando em comparação com os Indicadores amperimétricos.

De acordo com [26], existem três métodos aplicáveis nos Indicadores de Passagem de Defeito direccionais. O primeiro baseia-se na utilização do diagrama de Fresnel das correntes de defeito homopolares. Da compensação realizada pela bobina de Petersen, ao adaptar-se à capacidade do defeito homopolar, resulta um valor muito baixo da corrente reactiva (Ic-IL) de defeito homopolar, conforme ilustrado na figura 4.11. O valor da corrente reactiva nas linhas não afectadas pelo defeito à terra é significativo, e igual a Ic. A distinção entre a corrente de defeito, a sinalizar, e as restantes correntes capacitivas veiculadas na rede, é conseguida através da determinação do sentido das correntes, realizada pelo produto vectorial U0 x I0.

O segundo método recorre à análise do transitório das correntes e tensões homopolares no momento em que ocorre o defeito. A corrente de defeito homopolar (I0) é rica, durante alguns milissegundos, em harmónicos de 150 Hz a 2 kHz, antes de regressar à componente fundamental de 50 Hz. A tensão homopolar (U0) é perturbada por harmónicos de 3ª ordem, 150 Hz, antes de regressar à componente fundamental. No local de defeito, e a montante deste, a corrente I0 e a tensão U0 estão em oposição de fase, situação que não ocorre a jusante do defeito. Esta característica é desde há muito conhecida, mas é de difícil aplicação, uma vez que para funcionar correctamente é necessário obter uma amostragem do defeito válida. Para a amostragem ser válida, para além de ter que captar o momento de ocorrência do defeito, a corrente de defeito e as correntes capacitivas têm que ser superiores a um valor mínimo de medida predefinido. O princípio consiste na abertura, no momento correcto, de uma janela de observação para confirmação do desfasamento entre I0 e U0. A janela é aberta assim que o patamar da tensão ou corrente homopolar é ultrapassado e fechada antes do fim do transitório. Como se constata da análise da figura 4.12, o período de observação do defeito e dos harmónicos criados é determinante nas conclusões retiradas. Este princípio resultou das observações e modelos criados a partir de muitos registos de osciloperturbografia gerados em redes Europeias com o sistema de neutro compensado.

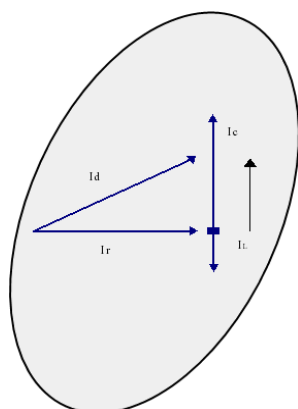



Figura 4.11 - Diagrama de Fresnel [26]

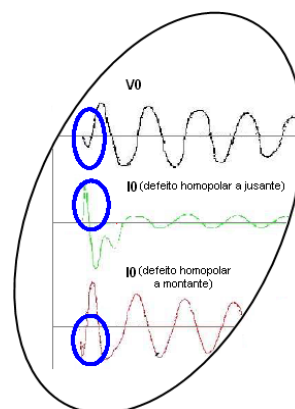



Figura 4.12 - Determinação da localização do defeito (sentido) através dos transitórios gerados por este [26]

O terceiro método, designado por “Direccional sem tensão”, não recorre à medida de tensão. Ao invés, este é insensível às correntes capacitivas e embora não seja um método verdadeiramente direccional também é aplicável nas redes com o neutro compensado, isolado e resistivo.

Complementarmente à implementação de Indicadores de Passagem de Defeito direccionais em redes com correntes de defeito homopolar baixas, nomeadamente em redes com o neutro isolado ou ligado à terra através de uma bobina de Petersen, estes deverão ainda ser utilizados em redes exploradas em anel fechado, com o intuito de se obter a necessária selectividade. A utilização de Indicadores de Passagem de Defeito amperimétricos nestas redes teria como resultado que, na ocorrência de um defeito, todos os equipamentos actuariam, sinalizando a passagem de uma corrente de defeito.

4.1.3 - Dificuldades

De acordo com *Angerer* [24], ainda persiste em alguns segmentos da indústria uma visão negativa sobre os Indicadores de Passagem de Defeito, em consequência de ensaios realizados prematuramente (envolvendo os primeiros Indicadores reinicializáveis automaticamente) não terem correspondido às expectativas. Estes, recorrendo a soluções tecnológicas que estão hoje completamente ultrapassadas, apresentavam problemas de fiabilidade e precisão na informação disponibilizada.

Hoje, os Indicadores de Passagem de Defeito recorrem à tecnologia de microprocessadores e são submetidos, pela generalidade dos fabricantes, a ensaios de acordo com a norma ANSI/IEEE Std 495™-1986, *IEEE Guide for Testing Faulted Circuit Indicators*, por forma a garantir a fiabilidade de durabilidade dos mesmos. Segundo *Angerer* [24], os Indicadores hodiernos apresentam níveis de fiabilidade na informação disponibilizada superiores a 98 %.

Cada tipo de Indicador de Passagem de Defeito tem características específicas. De forma a garantir a fiabilidade destes equipamentos, dever-se-á ter a preocupação de seleccionar o tipo de Indicador adaptado à aplicação pretendida. De acordo com [27], existe um conjunto de particularidades que influem na selecção do tipo de Indicador a utilizar e que deverão ser consideradas de forma a evitar um incorrecto funcionamento do equipamento. A saber:

- os picos de intensidade de corrente gerados no arranque das cargas, que podem originar a falsa actuação dos Indicadores;
- o efeito de proximidade que, resultante da proximidade de diferentes condutores, perturba o campo magnético sentido pelo Indicador e consequentemente a intensidade de corrente medida;
- as correntes de retorno, provenientes da energia armazenada em equipamentos existentes na rede, nomeadamente baterias de condensadores, cabos e motores. Estas correntes, fluindo em sentido contrário ao fluxo normal da corrente, podem provocar a falsa actuação dos Indicadores;
- a exploração das redes em anel fechado. Nestas situações, as correntes que fluem para o defeito podem originar a actuação de Indicadores localizados em segmentos da rede sem defeitos;
- a detecção de defeitos de elevada impedância, nomeadamente a detecção de defeitos homopolares em redes com o neutro isolado ou com bobina de Petersen;
- a coordenação entre as protecções, nomeadamente fusíveis, e os Indicadores.

Actualmente, os Indicadores de Passagem de Defeito apresentam soluções e funcionalidades que lhes permitem ultrapassar as diversas dificuldades colocadas pelas características das redes eléctricas, pelo que haverá apenas que realizar uma selecção criteriosa do equipamento mais adaptado à aplicação.

A informação disponibilizada pelos Indicadores de Passagem de Defeito é fiável e constitui uma preciosa ajuda na redução efectiva da duração das falhas de alimentação. Há, porém, que ter presente que qualquer situação que origine a actuação do Indicador de Passagem de Defeito, indicando a passagem de um defeito que não existe, ou a falha de sinalização pelo Indicador de um defeito ocorrido, destruirá a necessária confiança por parte dos operadores da rede e, consequentemente, inviabilizará a utilização destes equipamentos.

4.2 - Sistemas de detecção de defeito implementados

Existem diversos sistemas de detecção de defeitos implementados pelas Companhias Eléctricas em todo mundo. Desde sistemas baseados exclusivamente na implementação de Indicadores de Passagem de Defeito, passando por sistemas analíticos centralizados nos centros de despacho das redes, até sistemas combinados resultantes da adopção de diferentes filosofias.

Seguidamente serão referidos três exemplos de projectos implementados por Companhias Eléctricas no âmbito da detecção de defeitos.

4.2.1 - Sistema baseado na utilização de Indicadores de Passagem de Defeito

A Companhia Eléctrica Indiana Madhya Gujarat Vij Company Limited (MGVCL) é responsável pela distribuição de energia na região de Gujarat. De acordo com a informação disponibilizada na sua página de Internet, a rede de distribuição cobre uma área de 23.854 quilómetros quadrados, que abrange 5 distritos, 49 cidades, 4.426 vilas e uma população de 11.180 mil habitantes. A MGVCL assegura a alimentação de 1.810 mil clientes.

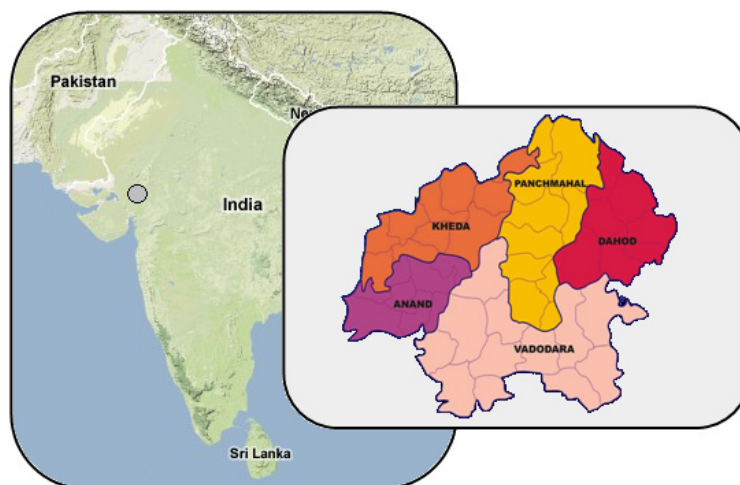



Figura 4.13 - Área geográfica alimentada pela rede de distribuição da Companhia Madhya Gujarat Vij Company Limited (MGVCL)

Decorrente de uma parceria estabelecida entre o governo Indiano e a Agência para o Desenvolvimento Internacional dos Estados Unidos (USAID), com vista à definição e desenvolvimento de acções conducentes à modernização da rede de distribuição e à melhoria da Qualidade de Serviço, a MGVCL implementou um projecto modelo na área de Umreth, posteriormente ampliando a toda a rede, envolvendo a utilização de Indicadores de Passagem de Defeito na rede de distribuição aérea de média tensão.

A rede envolvida no projecto, abrangendo uma área de 226 quilómetros quadrados e assegurando a alimentação de 162 mil pessoas distribuídas por uma cidade e trinta e cinco vilas, era constituída por dezassete linhas aéreas de 11 kV. Destas, doze eram alimentadas por duas subestações 66 kV/11 kV e cinco por uma subestação de 132 kV/11 kV.

O procedimento normalmente adoptado pela MGVCL, após a ocorrência de um defeito e o disparo da protecção à saída da subestação, era:

- religação da linha após dois minutos. Se a protecção não actuasse novamente o defeito era considerado como transitório. Se a protecção actuasse novamente, uma nova religação era realizada passado três minutos.
- após segunda religação, se a protecção disparasse o defeito era considerado permanente.
- em caso de defeito permanente, era realizada uma religação após a abertura de cada seccionador da rede, com o intuito de localizar e isolar a secção da rede em defeito.

Este procedimento, tradicionalmente utilizado pelas Companhias Eléctricas, é moroso, condiciona o fornecimento às secções saudáveis da rede e coloca sobre stress os componentes da rede. Paralelamente, este método é omisso em relação aos defeito transitórios, pelo que não permite estudar a origem dos defeitos transitórios e realizar as acções de manutenção e reparação consequentes.

De acordo com [28], com vista a melhorar os índices de Continuidade de Serviço, e a corrigir as lacunas do procedimento em vigor para a detecção e reparação de defeitos, a MGVCL implementou um sistema de detecção de defeitos constituído por 720 Indicadores de Passagem de Defeito, estrategicamente colocados ao longo da rede aérea de 11 kV. Estes tinham como função indicar localmente, através de sinalização luminosa, a passagem da corrente de defeito. A companhia, complementarmente à instalação dos Indicadores de Passagem de Defeito, distribuiu telemóveis a pessoas no terreno que tinham como responsabilidade contactar a Companhia Eléctrica caso visualizassem algum Indicador actuado.

Este sistema, representando um investimento de aproximadamente 150 mil Euros, teve um impacto positivo na operação da rede de distribuição e nos índices de continuidade de serviço, nomeadamente permitiu reduzir:

- o tempo dispendido na localização dos defeitos;
- as falhas de alimentação dos consumidores das secções saudáveis;
- os tempos médios de restabelecimento das condições normais de operação da rede de 2 a 6 horas para 30 minutos a 1 hora.

Paralelamente, o sistema implementado dotou os operadores da rede com informação que lhes permite considerar a ocorrência dos defeitos transitórios nas acções de manutenção preventivas.

A adopção do projecto descrito pela MGVCL permitiu melhorar os índices de Continuidade de Serviço da rede de distribuição da região de Umreth, como a tabela 4.1 e figura 4.14 demonstram.

Tabela 4.1 - Evolução dos índices de Qualidade de Serviço da rede de Umreth no seguimento do projecto de detecção de defeitos implementado

Índice	2005/2006	2006/2007	2007/2008
SAIDI (min.)	528	206,4	111,6
CAIDI (min.)	144,5	86,4	59,5

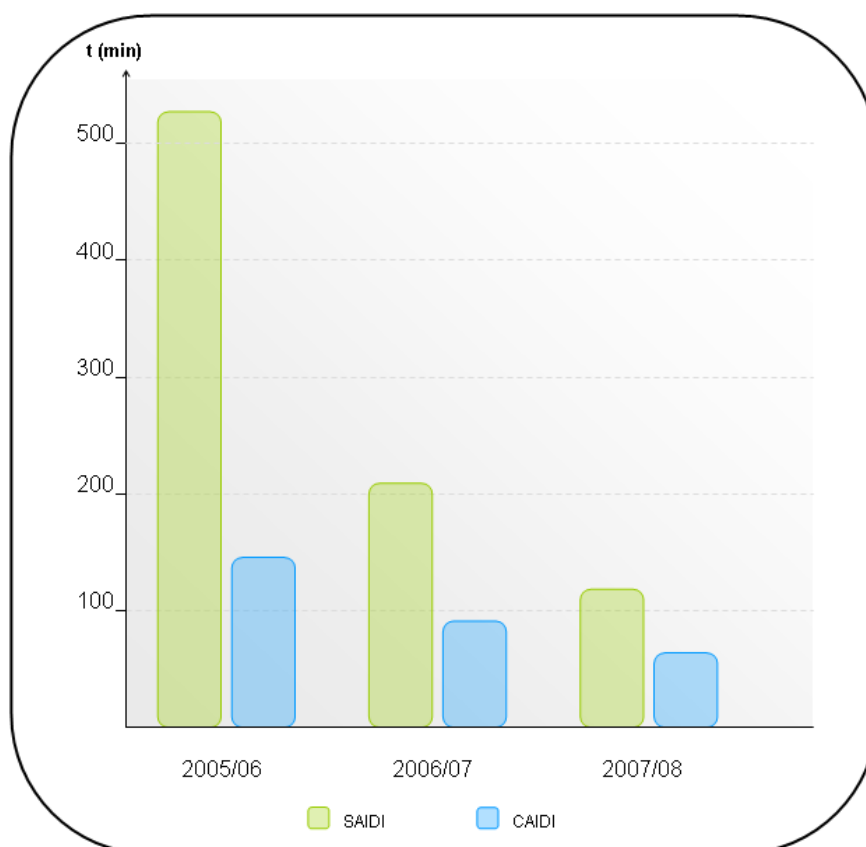



Figura 4.14 - Evolução dos índices de Qualidade de Serviço da rede de Umreth no seguimento do projecto de detecção de defeitos implementado

4.2.2 - Sistema baseado na utilização de Indicadores de Passagem de Defeito Comunicantes

A Companhia Eléctrica Xcel Energy é responsável pela distribuição de energia nos seguintes estados pertencentes aos Estados Unidos da América: Colorado, Michigan, Minnesota, Novo México, Dakota do Norte e do Sul, Texas e Wisconsin. A Xcel Energy assegura a alimentação de 3,4 milhões de clientes e é dotada de uma rede de distribuição com uma extensão de 192 mil quilómetros.

A Xcel Energy desde os anos 80 que utiliza Indicadores de Passagem de Defeito não comunicantes, tendo instalados na sua rede diferentes gerações de Indicadores. Estes, sendo

uma ferramenta útil na localização dos defeitos ocorridos, apresentam alguns problemas. Na ocorrência de um defeito toda a linha tem que ser percorrida por uma equipa de operadores, com todos os inconvenientes associados. Uma vez que a maioria dos indicadores reinicializa-se com a realimentação da linha, existe a possibilidade de Indicadores reinicializarem-se antes da verificação pela equipa de operadores. Tem-se verificado pontualmente a actuação errada de alguns Indicadores, o que compromete a confiança dos operadores na informação disponibilizada por estes.

De acordo com *Bagley et Branca* [29], a Xcel Energy, com vista a reduzir o tempo dispendido na localização dos defeitos e a melhorar os índices de Continuidade de Serviço, particularmente o CAIDI (*Customer Average Interruption Duration Index*), implementou um projecto envolvendo a utilização de Indicadores de Passagem de Defeito comunicantes. Estes, localizando em tempo real a secção da rede em defeito, possibilitam o envio directo da equipa de operadores para esta secção e a realimentação imediata das secções da rede saudáveis. Adicionalmente, a nova tecnologia utilizada nestes Indicadores é mais fiável e acrescenta novas funcionalidades, em particular informação histórica relativa à ocorrência de defeitos.

O sistema implementado consistiu na utilização de trinta Indicadores de Passagem de Defeito comunicantes, instalados em pontos estratégicos de uma rede constituída por seis linhas aéreas, com capacidade de trocar informações com um software instalado no centro de despacho.

Embora ainda não estejam disponíveis os resultados do projecto, é expectável que através da adopção de Indicadores de Passagem de Defeito comunicantes a Xcel Energy consiga melhorar a performance da sua rede de distribuição, assim como corrigir os problemas associados aos Indicadores tradicionais, referidos anteriormente.

4.2.3 - Sistema baseado no cálculo da impedância de defeito

A Nuon é uma Companhia Eléctrica Holandesa responsável pela alimentação de mais de 3 milhões de clientes espalhados pela Holanda, Bélgica e Alemanha.

A rede de distribuição da Nuon, sendo emalhada, é explorada de forma radial. A protecção principal está localizada à saída das subestações, podendo existir protecções complementares nas derivações da linha principal.

À imagem de muitas outras Companhias Eléctricas a Nuon adopta o processo tradicional, envolvendo a segmentação do circuito seguida da realização de tentativas de religação, com o intuito de localizar a secção em defeito. Embora os tempos de localização dos defeitos sejam satisfatórios, devido ao bom conhecimento da rede pelos operadores, existe uma pressão crescente para reduzir ainda mais o tempo dispendido na localização e reparação dos defeitos.

De acordo com *Oirsouw et Provoost* [30], com vista a reduzir o tempo médio de reposição da alimentação dos actuais 90 minutos para 30 minutos, a Nuon implementou um projecto no âmbito da localização dos defeitos. Pretendia-se com este projecto conseguir localizar com uma precisão de 100 metros os defeitos bifásicos ou trifásicos e com uma precisão de 1000 metros os defeitos monofásicos.

O projecto foi implementado na subestação de Zaltbommel. A estrutura desta consistia em duas entradas AT, dois transformadores AT/MT e dezanove saídas MT.

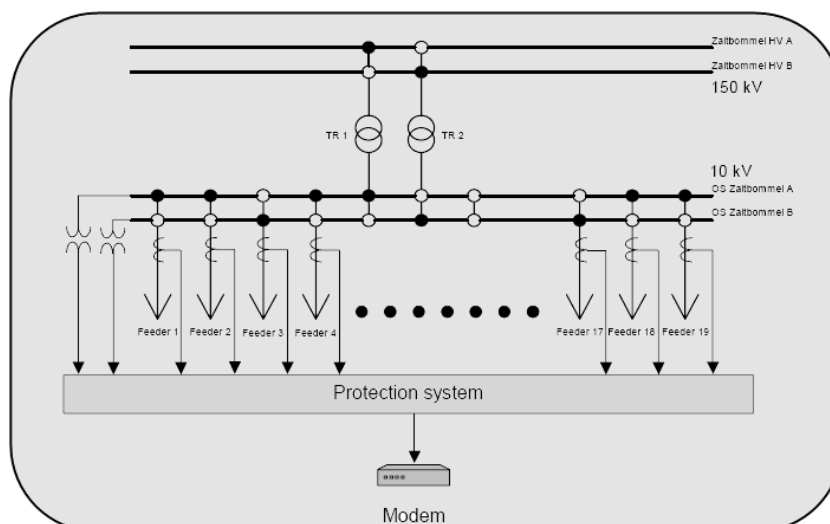



Figura 4.15 – *Esquema da subestação de Zaltbommel*, envolvida no projecto de detecção de defeitos implementado pela Companhia Eléctrica Nuon. *Oirsouw et Provoost* [30]

O sistema desenvolvido envolvia a instalação de relés digitais, com capacidade para medir e registar as tensões nos barramentos e as correntes veiculadas pelos transformadores e pelas saídas da subestação. Os relés tinham ainda a função de, na ocorrência de um defeito, transmitir para o centro de despacho sobre a forma de ficheiro Comtrade, registos de osciloperturbografia das tensões nos barramentos e das correntes de fase na saída em defeito.

A plataforma instalada no centro de despacho tinha por função tratar as medidas comunicadas pelos relés, determinando a impedância entre a subestação e o defeito com base na tensão e intensidade de corrente medida durante o defeito.

Posteriormente, o valor de impedância calculado era comparado com os valores obtidos da simulação realizada sobre o modelo exacto da rede, no momento da ocorrência do defeito. Através desta comparação seria possível determinar a localização do defeito.

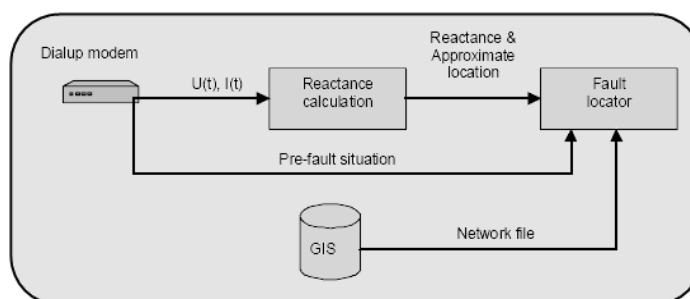



Figura 4.16 - Fluxograma do tratamento da informação no centro de despacho. A informação enviada pelas protecções na subestação era tratada, obtendo-se a impedância de defeito. Paralelamente a simulação do defeito era realizada sobre o modelo exacto da rede permitindo à posteriori, através da comparação dos valores de impedância obtidos, determinar a localização aproximada do defeito. *Oirsouw et Provoost* [30]

Do estudo realizado ao sistema implementado concluiu-se que este era capaz, com base na tensão e intensidade de corrente medida à saída da subestação durante o defeito, de identificar a sua localização. A precisão apresentada pelo sistema durante o estudo está de acordo com as expectativas iniciais. O sistema permitia ao centro de despacho, num período

de cinco minutos, localizar o defeito e comunicar esta informação para as equipas responsáveis pela reparação da rede.

4.3 - Conclusões

O presente capítulo foi dedicado ao estudo dos diferentes sistemas de detecção de defeito adoptados por Companhias Eléctricas em todo o mundo. Foi dado particular destaque aos Indicadores de Passagem de Defeito.

A ocorrência de um defeito num Sistema Eléctrico de Energia pode causar a interrupção da alimentação dos consumidores, pelo que deverá ser detectado, localizado e eliminado no mais curto espaço de tempo possível, com vista a garantir-se o cumprimento dos níveis de Continuidade de Serviço estabelecidos.

Nas redes de distribuição eléctricas, devido, muitas vezes, ao reduzido número de informação disponível e à adopção do procedimento tradicional de tentativa e erro, a determinação da localização dos defeitos acaba por ser uma tarefa árdua e morosa, que coloca em sobreesforço os equipamentos da rede.

As Companhias Eléctricas têm vindo a implementar sistemas que, contribuindo para a diminuição do tempo despendido na localização dos defeitos, asseguram a redução da duração e frequência das falhas de alimentação.

Existem diversas metodologias aplicadas na detecção e localização de defeitos pelas Companhias Eléctricas. Desde sistemas baseados exclusivamente na implementação de Indicadores de Passagem de Defeitos, passando por métodos analíticos suportados por sistemas SCADA/DMS, até sistemas combinados resultantes da adopção de diferentes filosofias.

Todos os sistemas disponíveis têm em comum o facto de, circunscrevendo a localização do defeito a uma secção reduzida da rede, permitirem uma mais rápida realimentação das secções saudáveis, uma redução do tempo dispendido na localização do defeito e a limitação, ou mesmo eliminação, das religações sobre defeito da rede, realizadas tradicionalmente no decorrer do processo de localização da secção em defeito. Complementarmente, alguns métodos, disponibilizando informação relativa aos defeitos transitórios ocorridos, contribuem também activamente para a definição das acções de manutenção preventiva a realizar.

Os sistemas de detecção de defeito existentes constituindo uma ferramenta valiosa na persecução de uma maior Continuidade de Serviço da rede, apresentam limitações, intrínsecas ao método adoptado, que deverão ser consideradas pelas Companhias Eléctricas durante a implementação dos projectos, com vista à tomada de medidas preventivas e correctivas.

Capítulo 5

Aplicação de Indicadores de Passagem de Defeito numa saída da rede aérea de distribuição de média tensão da EDP

As redes aéreas são muito susceptíveis à ocorrência de defeitos devido à exposição directa dos equipamentos que a constituem às condições climatéricas e ambientais. Paralelamente, a localização de defeitos nestas redes é habitualmente uma tarefa demorada, devido ao comprimento das linhas e à morfologia do terreno por donde se desenvolvem, o que coloca dificuldades acrescidas no acesso a determinadas secções da rede.

De acordo com *Puret* [9], 80% a 90% dos defeitos que ocorrem nas redes aéreas são momentâneos. Estes, contribuindo para a deterioração dos índices de Qualidade de Serviço, normalmente não são considerados devido à falta de informação. Os defeitos momentâneos são eliminados pelo ciclo de religação existente nas subestações, não existindo na maioria das vezes equipamentos que registem e disponibilizem informação sobre a localização destes para posterior análise.

As Companhias Eléctricas têm que gerir as dificuldades colocadas pela ocorrência de defeitos nas suas redes, com vista a assegurarem o cumprimento dos índices de Qualidade de Serviço estabelecidos e controlados pelas entidades reguladoras.

O método tradicionalmente utilizado na localização de defeitos, envolvendo a segmentação do circuito seguida da realização de tentativas de religação, com o intuito de localizar a secção em defeito, tem associado um conjunto de desvantagens, em particular a sua morosidade, o facto de colocar sobre stress, durante as religações, os equipamentos constituintes da rede e não considerar os defeitos momentâneos.

No âmbito do seu programa de melhoria da Qualidade de Serviço, a EDP Distribuição tem vindo a investir no telecomando e automação da sua rede. O primeiro passo foi dado nos anos 80 com o telecomando das subestações, ao qual se seguiu nos anos 90 a automação das subestações e os primeiros ensaios ao nível do telecomando e automação da rede de média tensão. O início do século XXI marcou o investimento em larga escala no telecomando e automação da rede de média tensão.

A implementação deste programa tem-se repercutido, na última década, na evolução positiva dos índices de Continuidade de Serviço da rede de distribuição de média tensão da EDP. Considerando o índice TIEPI, identificado por *Oliveira et Varela* [31] como o principal índice seguido pela EDP, verifica-se entre 2001 e 2007 uma redução em 76% do valor apresentado por este (de 456 minutos em 2001 para 109 minutos em 2007).

$$TIEPI = \frac{\sum_{i} D_i \times P_i}{P_{EDP}} \tag{5.1}$$

Em que:

- D_i , corresponde à duração de cada interrupção (> a 3 minutos)
- P_i , corresponde à potência envolvida em de cada interrupção
- P_{EDP} , corresponde à potência total instalada na rede da EDP

Actualmente, a EDP Distribuição tem em curso um projecto que visa a implementação de Indicadores de Passagem de Defeito na sua rede de distribuição aérea de média tensão. Este tem por objectivo capacitar o departamento de manutenção com informação que lhe permita mais rapidamente localizar os defeitos permanentes ocorridos na rede, assim como, possibilitar a coordenação de acções de manutenção preventiva localizadas, no âmbito da ocorrência de defeitos momentâneos repetitivos.

A EDP Distribuição para além do equipamento de telecomando e automação implementado na sua rede de média tensão, que disponibiliza alguma informação relativa aos defeitos ocorridos, não possui nenhum sistema que lhe permita rapidamente localizar estes. Desta forma, vê-se obrigada a adoptar o procedimento de “tentativa e erro” na localização dos defeitos permanentes.

Quando em presença de defeitos momentâneos repetitivos, e na ausência de informação precisa quanto à origem e localização destes, o procedimento adoptado pela EDP Distribuição implica a vistoria visual de toda a linha afectada por uma equipa de manutenção. Este procedimento revela-se muito demorado e oneroso, devido ao grande comprimento das linhas e à dificuldade de acesso a determinadas secções destas, assim como, apresenta uma fiabilidade fortemente dependente da origem do defeito.

O presente Capítulo é dedicado à descrição e estudo de um sistema de detecção de defeitos baseado na implementação de Indicadores de Passagem de Defeito. É caracterizada a saída da rede de distribuição de média tensão que servirá de base à implementação e estudo do sistema proposto, descrita a solução desenvolvida e realizada uma análise custo-benefício deste.

A solução descrita antecipa o sistema a ser implementado pela EDP na sua rede de distribuição aérea de média tensão, a curto prazo.

5.1 - Caracterização da rede em estudo

O estudo do sistema de detecção de defeitos baseado na utilização de Indicadores de Passagem de Defeito será realizado sobre a saída BJ30.23 Aljustrel-Odemira, de 30 kV, da

subestação de Aljustrel, pertencente à área de rede do Alentejo, da EDP Distribuição. Esta assegura a alimentação de consumidores dos concelhos de Aljustrel, Ourique e Odemira.

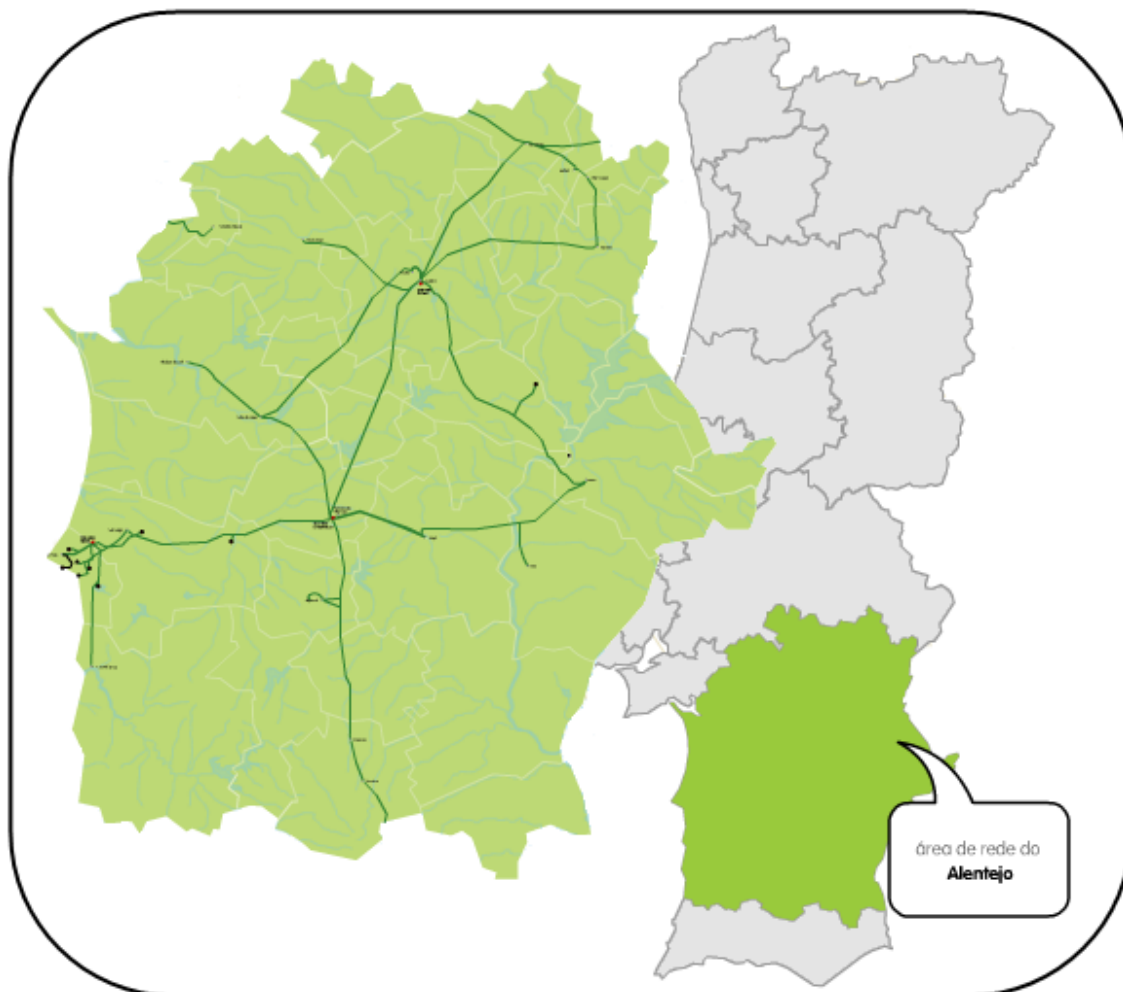



Figura 5.1 - Área de rede do Alentejo

A EDP Distribuição é responsável pela distribuição de energia a aproximadamente 6 milhões de clientes, possuindo uma rede de média tensão com 71 mil quilómetros de extensão, dos quais 57 mil quilómetros são aéreos e 14 mil subterrâneos.

A saída BJ30.23 Aljustrel-Odemira, da subestação de Aljustrel, é essencialmente uma linha aérea com 240.505 metros de comprimento. Destes, 659 metros são subterrâneos, localizados imediatamente à saída da subestação, sendo os restantes 239.846 metros aéreos.

O sistema de neutro utilizado nesta linha é o neutro ligado à terra através de uma impedância, também designado por neutro impedante.

A linha BJ30.23 Aljustrel-Odemira tem uma potência instalada de 13.028 kVA e assegura a alimentação a 2.595 clientes. Possui 131 postos de transformação, dos quais 18 são privados e os restantes 113 pertencem à EDP.

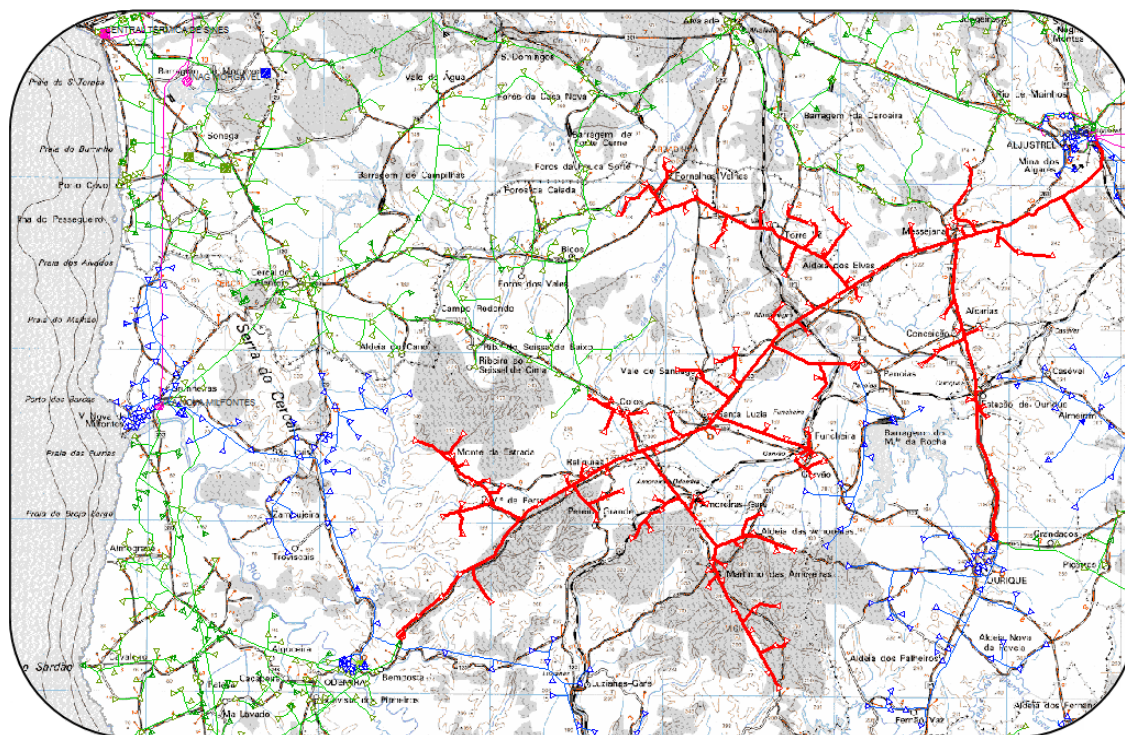



Figura 5.2 - Dispersão geográfica da linha BJ30.23 Aljustrel-Odemira

A linha BJ30.23 é explorada radialmente sendo, em operação normal, alimentada pela subestação de Aljustrel. Interruptores e seccionadores normalmente abertos (identificados na figura 5.4 por uma seta vermelha) permitem, na ocorrência de um defeito, realimentar as secções saudáveis desta linha a partir de circuitos adjacentes.

Em alternativa à subestação de Aljustrel, a linha BJ30.23 pode ser alimentada pela subestação de Porteirinhos, pela subestação de Santiago ou pela subestação de S. Teotónio.

A linha BJ30.23 possui 10 interruptores instalados. Destes, 5 estão telecomandos, podendo ser manobrados a partir do centro de despacho, segmentando a linha em 5 secções distintas. Os restantes 5 interruptores, podendo vir a ser telecomandados, actualmente, só podem ser manobrados localmente.

A linha BJ30.23 tem interruptores-seccionadores instalados em cada ponto de derivação. Estes, após a localização do defeito, permitem minimizar a extensão da rede afectada, e respectivos consumidores. Todos os interruptores-seccionadores só podem ser manobrados localmente.

A linha BJ30.23 entre Março de 2008 e Maio de 2009 sofreu 104 defeitos. Destes, 95% originaram interrupções breves e somente 5% dos defeitos ocorridos ocasionaram interrupções longas (superiores a 3 minutos).

Dos 104 defeitos verificados nos últimos 14 meses, 20 tiveram origem atmosférica (chuva - 14, trovoada - 3, vento - 3), 8 foram devido a falhas em equipamentos (problemas de equipamento - 1, defeito de isolamento - 4, envelhecimento de materiais - 3) e os restantes 76 tiveram causas não identificadas. Todos os defeitos com origem não identificada foram momentâneos, sendo uma provável causa destes a acção das aves sobre as linhas.

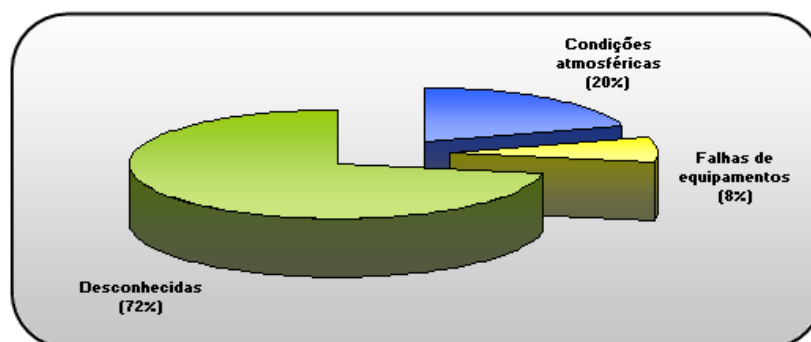



Figura 5.3 – Origem dos defeitos ocorridos na linha BJ30.23 Aljustrel-Odemira entre Março de 2008 e Maio de 2009

Os índices de Continuidade de Serviço relativos ao desempenho da linha BJ30.23 no período compreendido entre Março de 2008 e Maio de 2009, são apresentados na tabela 5.1.

Tabela 5.1 - Índices de Continuidade de Serviço apresentado pela linha BJ30.23 Aljustrel-Odemira no período compreendido entre Março de 2008 e Maio de 2009

Índice	
TIEPI (min.)	11,732
SAIFI (n.º)	0,794
SAIDI (min.)	5,893
END (MWh)	8,582

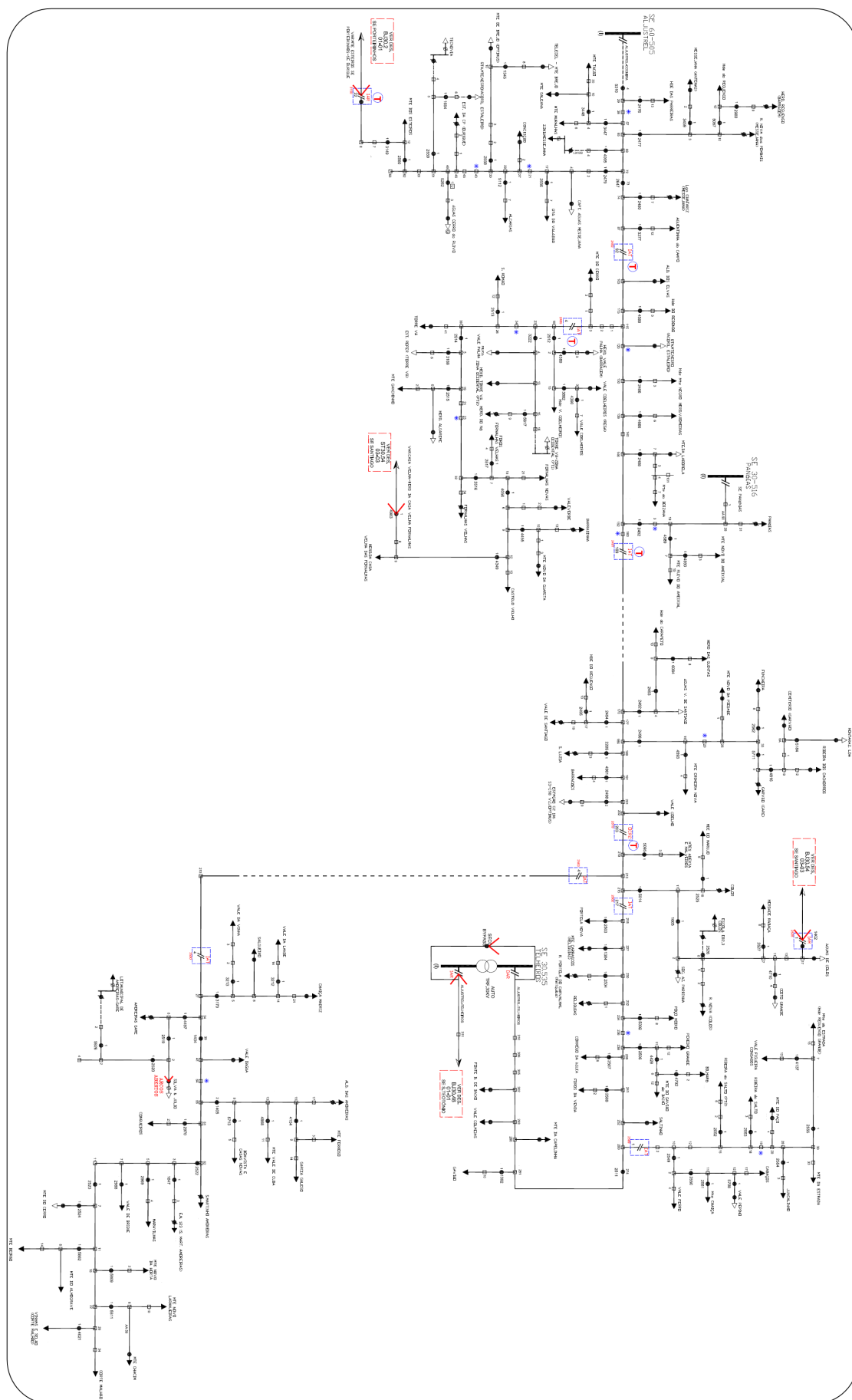



Figura 5.4 - Esquema unifilar da linha BJ30.23 Aljustrel-Odemira

5.2 - Descrição do sistema de detecção de defeitos proposto

O sistema de detecção preconizado envolve a utilização de dois tipos de Indicadores de Passagem de Defeito. Nos principais pontos de derivação da linha serão instalados Indicadores de Passagem de Defeito comunicantes. Nas derivações secundárias da linha serão instalados Indicadores de Passagem de Defeito não comunicantes.

Os Indicadores de Passagem de Defeito serão coordenados com a protecção da linha, existente à saída da subestação, e com os interruptores telecomandados, com possibilidade de medirem as correntes veiculadas pela linha, dispostos ao longo da rede.

O sistema de neutro da rede em estudo é impedante, pelo que se optará pela implementação de Indicadores de Passagem de Defeito amperimétricos. Com vista a simplificar o processo de instalação e a minimizar eventuais constrangimentos provocados pelo ambiente circundante aos pontos de instalação dos Indicadores de Passagem de Defeito, recorrer-se-á à utilização de Indicadores monofásicos, que serão fixos directamente às linhas aéreas.

O sistema implementado, e posterior análise deste, será realizado com base na utilização dos equipamentos da gama Easergy [32] a [34], desenvolvidos pela Schneider Electric.

A utilização de Indicadores de Passagem de Defeito comunicantes nos principais pontos de derivação da linha, visa, através da segmentação da linha, possibilitar a informação em tempo real aos operadores da secção em defeito (a possível localização do defeito é desde logo restringida a uma área menor). Desta forma o centro de despacho em coordenação com a equipa de intervenção podem restabelecer imediatamente a alimentação das secções saudáveis da rede, através do comando remoto dos interruptores telecomandados e da manobra local dos restantes equipamentos. Paralelamente, a equipa de intervenção pode deslocar-se directamente para a secção em defeito, reduzindo o tempo normalmente dispendido e a distância percorrida nesta tarefa.

Os Indicadores de Passagem de Defeito comunicantes são constituídos por dois equipamentos. O primeiro é um Indicador (Flite 116-SA) com capacidade para detectar a passagem de correntes de defeito, sinalizá-las localmente e comunicar, através de um sistema rádio de curto alcance, com uma unidade remota terminal. A par da informação da passagem de correntes de defeito, o Flite 116-SA também disponibiliza o valor da intensidade das correntes veiculadas e informação sobre a presença ou ausência de tensão na linha. O segundo equipamento é uma unidade remota terminal (G200), com a função de servir de interface entre os Indicadores Flite 116-SA e o sistema SCADA existente no centro de despacho. A unidade G200 tem capacidade de comunicar com até 9 Flite 116-SA, armazenando e retransmitindo a informação recebida destes para o centro de despacho. Esta tem ainda a capacidade de, na ocorrência de um defeito, enviar SMS para a equipa de intervenção no terreno, informando-os dos Flite 116-SA que sentiram a passagem da corrente de defeito.

A unidade G200 comunicará com o centro de comando através do serviço GPRS disponibilizado pela rede de comunicações móveis da Optimus. O protocolo de comunicação a utilizar será o Modbus.

Figura 5.5 - Flite 116-SA instalados nas três fases da linha aérea de média tensão

Figura 5.6 - G200 instalado no apoio e alimentado por um painel solar

Complementando a utilização de Indicadores de Passagem de Defeito comunicantes nas derivações principais serão utilizados Indicadores de Passagem de Defeito não comunicantes em algumas derivações secundárias. Os critérios que presidiram à eleição das derivações secundárias que serão dotadas de Indicadores foram a potência instalada e o comprimento dos ramais associados. Outros critérios poderiam ser tidos em consideração, como por exemplo a topologia do terreno e a importância das cargas alimentadas. Porém, atendendo à informação disponível caracterizando a linha, estes não foram ponderados.

Os Indicadores de Passagem de Defeito não comunicantes têm como objectivo permitir à equipa de intervenção enviada para o terreno, após a identificação remota da secção em defeito pelos Indicadores comunicantes, localizar mais rapidamente o defeito, através da circunscrição deste a um segmento da linha ainda menor. Desta forma, a determinação do local do defeito, que sem a utilização de Indicadores de Passagem de Defeito poderia encontrar-se em qualquer ponto dos 240 quilómetros da linha, com a utilização de Indicadores de Passagem de Defeito é rapidamente reduzida a pequenas secções da rede (a dimensão destas será dependente da quantidade e distribuição dos Indicadores na rede).

O Indicador de Passagem de Defeito não comunicante (Flite 110-SA) apresenta as mesmas características de detecção de defeitos que o Flite 116-SA. Porém o Flite 110-SA somente sinaliza localmente a passagem de correntes de defeito. A adopção destes Indicadores, em complemento aos Indicadores de Passagem de Defeito comunicantes, é justificada pelo seu reduzido custo.

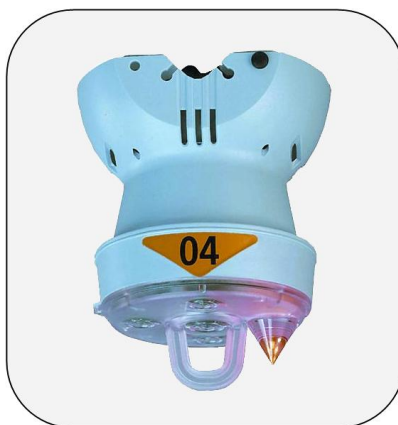



Figura 5.7 – Indicador de Passagem de Defeito monofásico para instalação na linha, Flite 110-SA / Flite 116-SA

Os Indicadores de Passagem de Defeito comunicantes serão instalados nos pontos da rede indicados na tabela 5.2, permitindo segmentar a linha BJ30.23 em 11 secções distintas, conforme a figura 5.8 ilustra, com extensões e potências instaladas não superiores a 38,8 km e 4.750 kVA, respectivamente. Com esta solução será possível remotamente e em tempo real reduzir a provável localização do defeito a apenas uma das 11 secções da linha, possibilitando a pronta realimentação das restantes secções.

Tabela 5.2 - Indicação dos pontos de instalação, da configuração e do função dos Indicadores de Passagem de Defeito comunicantes

Ponto de Instalação	G200	Flite 116	Objectivo
Linha BJ30.23, apoio 72	1	6	Indicar se o defeito se encontra a jusante deste ponto, na linha BJ30.23 ou no ramal BJ30.23.19
Linha BJ30.23, apoio 115	1	6	Indicar se o defeito se encontra a jusante deste ponto, na linha BJ30.23 ou no ramal BJ30.23.7
Linha BJ30.23, apoio 152	1	6	Indicar se o defeito se encontra a jusante deste ponto, na linha BJ30.23 ou no ramal BJ30.23.31
Linha BJ30.23, apoio 213	1	6	Indicar se o defeito se encontra a jusante deste ponto, na linha BJ30.23 ou no ramal BJ30.23.4
Linha BJ30.23, apoio 260	1	6	Indicar se o defeito se encontra a jusante deste ponto, na linha BJ30.23 ou no ramal BJ30.23.10

Figura 5.8 - Segmentação da linha BJ30.23 em 11 secções, através da instalação dos Indicadores de Passagem de Defeito comunicantes nas derivações principais

Os Indicadores de Passagem de Defeito não comunicantes serão instalados nos pontos da rede indicados na tabela 5.3, permitindo, em coordenação com os Indicadores comunicantes, aumentar a segmentação da linha BJ30.23 de 11 secções para 29 secções distintas, conforme a figura 5.9 ilustra. Com este sistema a maior extensão de rede a investigar na procura do ponto em defeito nunca será superior a 12,4 km.

Figura 5.9 - Segmentação da linha BJ30.23 em 29 secções, através da instalação dos Indicadores de Passagem de Defeito, comunicantes e não comunicantes

Tabela 5.3 - Indicação dos pontos de instalação, da configuração e da função dos Indicadores de Passagem de Defeito não comunicantes

Ponto de Instalação	Flite 110	Objectivo
Ramal BJ30.23.23, apoio 1	3	Indicar localmente se o defeito se encontra a jusante do interruptor-seccionador 3447
Ramal BJ30.23.30, apoio 1	3	Indicar localmente se o defeito se encontra a jusante do interruptor-seccionador 2477
Ramal BJ30.23.19.9, apoio 1	3	Indicar localmente se o defeito se encontra a jusante do interruptor-seccionador 2558
Ramal BJ30.23.19.8, apoio 1	3	Indicar localmente se o defeito se encontra a jusante do interruptor-seccionador 2560
Ramal BJ30.23.7.1, apoio 1	3	Indicar localmente se o defeito se encontra a jusante do interruptor-seccionador 2514
Ramal BJ30.23.7.1.1.1, apoio 1	3	Indicar localmente se o defeito se encontra a jusante do interruptor-seccionador 4056
Ramal BJ30.23.20, apoio 1	3	Indicar localmente se o defeito se encontra a jusante do interruptor-seccionador 2492
Ramal BJ30.23.2, apoio 1	3	Indicar localmente se o defeito se encontra a jusante do interruptor-seccionador 2494
Ramal BJ30.23.28, apoio 1	3	Indicar localmente se o defeito se encontra a jusante do interruptor-seccionador 2496
Ramal BJ30.23.28.2, apoio 1	3	Indicar localmente se o defeito se encontra a jusante do interruptor-seccionador 5711
Ramal BJ30.23.3.1, apoio 1	3	Indicar localmente se o defeito se encontra a jusante do interruptor-seccionador 1665
Ramal BJ30.23.11, apoio 1	3	Indicar localmente se o defeito se encontra a jusante do interruptor-seccionador 2506
Ramal BJ30.23.10.1, apoio 1	3	Indicar localmente se o defeito se encontra a jusante do interruptor-seccionador 2549
Ramal BJ30.23.10.4, apoio 1	3	Indicar localmente se o defeito se encontra a jusante do interruptor-seccionador 2555
Ramal BJ30.23.4.6, apoio 1	3	Indicar localmente se o defeito se encontra a jusante do interruptor-seccionador 3170
Ramal BJ30.23.4.2, apoio 1	3	Indicar localmente se o defeito se encontra a jusante do interruptor-seccionador 1405
Ramal BJ30.23.4.3, apoio 1	3	Indicar localmente se o defeito se encontra a jusante do interruptor-seccionador 2522
Ramal BJ30.23.4.3.1, apoio 1	3	Indicar localmente se o defeito se encontra a jusante do interruptor-seccionador 2523

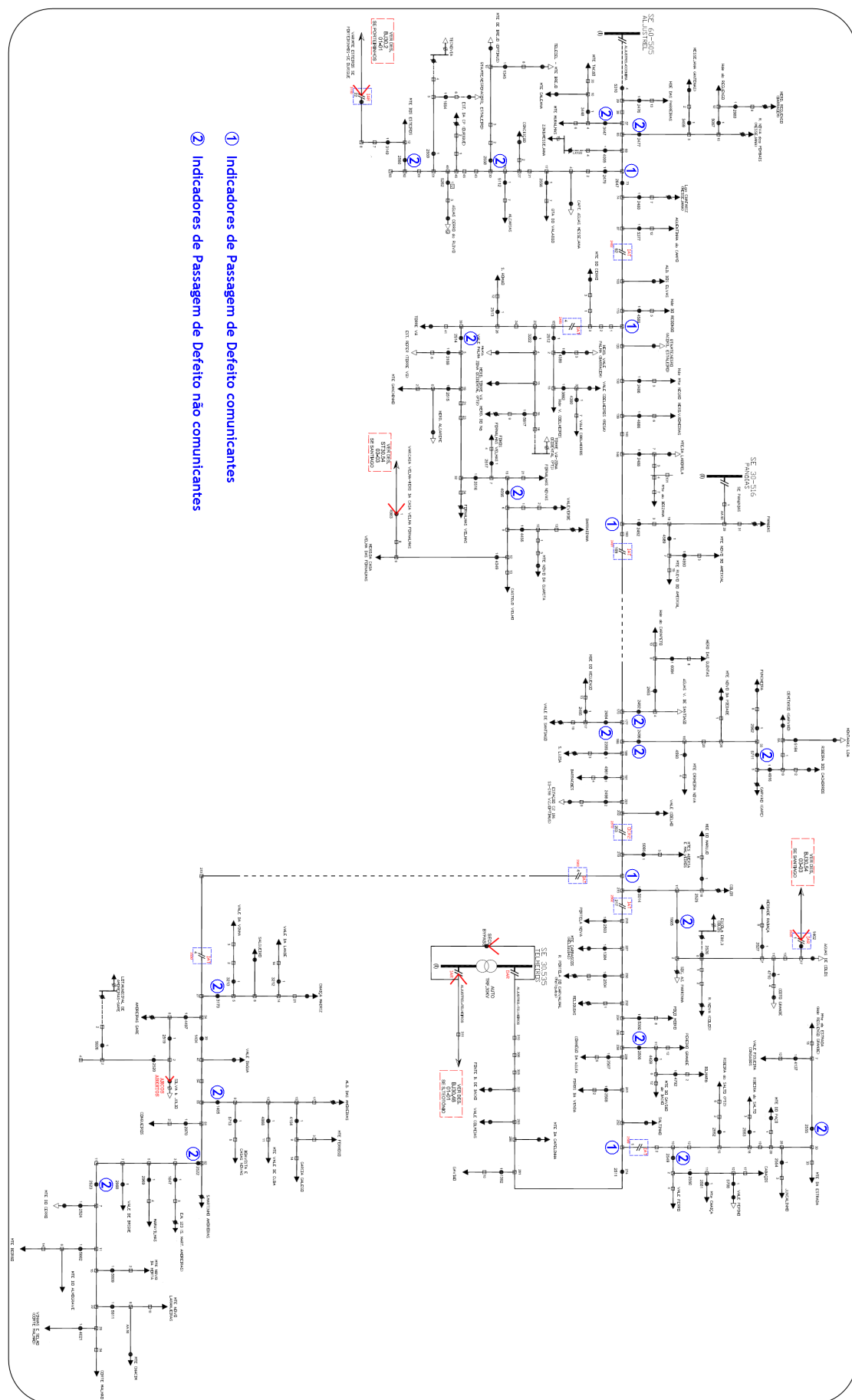



Figura 5.10 - Implementação dos Indicadores de Passagem de Defeito na linha BJ30.23

5.3 - Análise do sistema preconizado

A falta de fiabilidade do Sistema Eléctrico de Energia pode originar elevadas perdas económicas e afectar significativamente a vida das pessoas. A falha de alimentação de energia eléctrica gera perdas quantificáveis, mas também perdas intangíveis. É possível quantificar os custos associados à paragem dos processos industriais, aos lotes de produtos inutilizados, às penalizações pecuniárias impostas pelas entidades reguladoras e à energia não fornecida e, consequentemente, não facturada. Porém, aspectos como o risco à integridade física das pessoas, a satisfação dos clientes e a deterioração da imagem pública da Companhia Eléctrica, sendo importantes e devendo ser considerados, não são mensuráveis.

A análise custo-benefício da utilização de sistemas de automação nas redes eléctricas, nomeadamente sistemas de detecção de defeito, constitui um problema de resolução complexa devido ao elevado número de variáveis a considerar, algumas de cariz subjectivo, e à reduzida quantidade de informação, muitas vezes, disponível. Atendendo à diversidade de abordagens possíveis à realização deste estudo existe uma vasta bibliografia disponível sobre este tema, como referido por *Su et Teng* [8].

Dois indicadores de análise são consensualmente referidos e adoptados. Um indicador económico dedicado à análise da rentabilidade do sistema a implementar e um indicador de qualidade, responsável pela estimativa da possível contribuição do mesmo para a melhoria da Continuidade de Serviço da rede eléctrica.

A melhoria da Continuidade de Serviço dos Sistemas Eléctricos de Energia é o principal elemento catalisador para a utilização de Indicadores de Passagem de Defeito. Os motivos por trás da aplicação destes são facilmente perceptíveis. Ao permitirem minimizar o tempo dispendido na localização do defeito contribuem para a redução da duração da falha de alimentação e, consequentemente, colaboram para a melhoria dos índices de Continuidade de Serviço que reflectem a duração, como o SAIDI e TIEPI. Indirectamente, os índices que indicam a frequência das interrupções também podem ser melhorados através da utilização de Indicadores de Passagem de Defeito, uma vez que estes, identificando áreas problemáticas, podem auxiliar na prioritização de acções de manutenção preventiva.

O sistema de detecção proposto, através da informação enviada para o centro de despacho pelos Indicadores de Passagem de Defeito comunicantes, permite numa primeira fase e em tempo real segmentar a rede de 240 km em 11 secções, com um máximo de 38,8 km de extensão e 4.750 kVA de potência instalada. A coordenação desta informação com os interruptores telecomandados instalados na rede permitem, no espaço de alguns minutos, limitar o defeito a apenas uma das oito secções da rede, definidas pelos interruptores, realimentando os consumidores das restantes secções, que no caso mais desfavorável corresponderão a 63% da potência instalada.

A equipa de intervenção deslocada para a zona provável do defeito, posteriormente, terá a função de, através da manobra local e manual dos interruptores-seccionadores, aumentar o número de consumidores realimentados e reduzir a dimensão da secção afectada:

- a uma das 11 secções da rede delimitadas, através da informação disponibilizada pelos Indicadores de Passagem de Defeito comunicantes;
- a uma das 29 secções da rede estabelecidas, através da coordenação da informação disponibilizada pelos Indicadores de Passagem de Defeito, comunicantes e não comunicantes.

A localização exacta do defeito, para posterior reparação, estando na última fase limitada a apenas uma das 29 secções da rede definidas, será realizada pelos meios tradicionalmente adoptados.

Os Indicadores de Passagem de Defeito são essencialmente um meio adoptável pelas Companhias Eléctricas na persecução do incremento da Continuidade de Serviço das suas redes. A utilização destes de forma abrangente é reconhecida como o meio mais económico e expedito na redução da duração das falhas de alimentação, podendo, segundo *Angerer* [24] contribuir para a redução da duração da falha em 25% a 50%. Com base nesta informação é possível extrapolar que a implementação de Indicadores de Passagem de Defeito contribuirá para a redução dos índices SAIDI e TIEPI actualmente apresentados pela linha, para os valores constantes na tabela 5.4.

Tabela 5.4 - Evolução previsível nos índices de Continuidade de Serviço da linha BJ30.23, decorrente da utilização dos Indicadores de Passagem de Defeito

Índice	Actual	- 25 %	-50%
TIEPI (min.)	11,732	8,799	5,866
SAIDI (min.)	5,893	4,420	2,947
END (MWh)	8,582	6,437	4,291

É difícil saber qual o real impacto da utilização dos Indicadores de Passagem de Defeito nos índices de Continuidade de Serviço da linha BJ30.23. Será, porém, expectável que a melhoria da Continuidade de Serviço se encontre entre os 25% e os 50%.

Os indicadores de Continuidade de Serviço da linha BJ30.23 cumprem os valores indicados no artigo 16.º do RQS [1], pelo que de acordo com os índices actuais a EDP não é alvo, por parte do Regulador, de nenhuma penalidade financeira. Ainda referente ao RQS, esta linha também cumpre os padrões individuais, para a média tensão, definidos no artigo 18.º, não havendo, portanto, lugar ao pagamento das compensações definidas pelo artigo 50.º.

A quantidade e localização dos Indicadores de Passagem de Defeito na rede tem impacto directo no tempo dispendido na localização do Defeito, pelo que o sistema a implementar, de acordo com *Cong et al* [22], deverá resultar do compromisso entre o investimento necessário à implementação deste e o seu retorno financeiro, resultante da melhoria da Continuidade de Serviço conseguida.

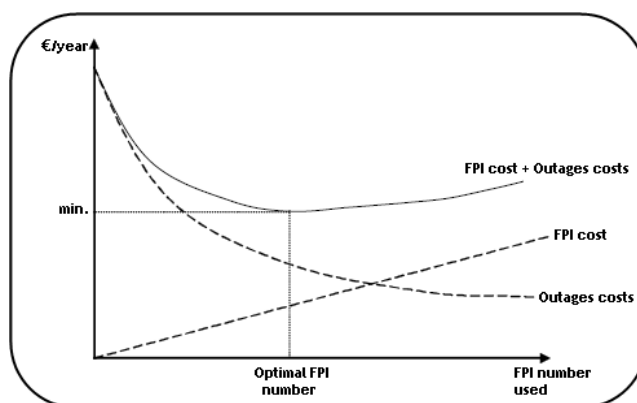



Figura 5.11 - Correlação entre o investimento em Indicadores de Passagem de Defeito e o custo associado às falhas de alimentação. *Cong et al* [22]

A implementação do sistema proposto representa um investimento aproximado de 30.000 Euros. O custo de exploração deste é residual, uma vez que está praticamente circunscrito ao custo com as comunicações entre as unidades G200 e o sistema SCADA instalado no centro de despacho. Os Flite-110SA e os Flite-116-SA são alimentados por baterias com autonomia superior a 10 anos de funcionamento. As unidades G200, a instalar, serão alimentadas por painéis solares, com alimentação de recurso assegurada por baterias. Estes equipamentos não requerem acções de manutenção periódicas e têm uma vida útil previsível de 20 anos.

Associado à redução da duração das falhas de alimentação e consequente melhoria dos índices de Continuidade de Serviço, existem poupanças reais para as Companhias Eléctricas e para os seus clientes. Para os clientes a falha de alimentação representa a paragem do processo produtivo e a possível inutilização da produção a decorrer, podendo, segundo *Chapman* [35], assumir os valores apresentados na tabela 5.5. Para a Companhia Eléctrica a falha de alimentação representa, entre outros, a perda de receitas, eventuais penalidades do Regulador e a insatisfação dos clientes.

Tabela 5.5 - Perdas financeiras típicas por sector económico devido às falhas de alimentação

Indústria	Custos
Semicondutores	3.800.000 €
Financeira	6.000.000 €/h
Centros informáticos	750.000 €
Telecomunicações	1.800.000 €/h
Metalúrgica	350.000 €
Vidreira	250.000 €

Os Indicadores de Passagem de Defeito não conseguem por si só eliminar todos os custos associados à ocorrência de defeitos e, consequentes, falhas de alimentação. Todavia, estes ao contribuírem para o aumento da disponibilidade dos SEE asseguram a obtenção de mais valias monetárias para a Companhia Eléctrica e para os seus clientes. Segundo *Lehtonen et Kurapi* [36], o impacto económico proveniente da utilização de Indicadores de Passagem de Defeito pode ser calculado através da equação 5.2.

$$CR_{fi} = W_{oe} \times C_{oe} \times r_{fi} \quad (5.2)$$

Em que:

- CR_{fi}, representa as poupanças obtidas pela utilização de Indicadores de Passagem de Defeito
- W_{oe}, é a energia média não fornecida devido à ocorrência de defeitos
- C_{oe}, é o custo da energia não fornecida
- r_{fi}, é a redução da falha obtida com utilização de Indicadores de Passagem de Defeito. Este valor pode ser calculado através da equação 5.3.

$$r_{fi} = 0{,}5 \times (1 - r_{sw}) \times \frac{n_{fi}}{n_{fi} + 1} \quad (5.3)$$

Em que:

- r_{sw}, é a redução da duração da falha devido aos interruptores instalados na linha
- n_{fi}, é o número de Indicadores de Passagem de Defeito

A equação 5.3 considera que 50% do tempo da duração da falha é dispendido na localização do defeito.

Aplicando a equação 5.3 e considerando uma variação da contribuição dos interruptores para a redução da duração das falhas de alimentação (r_{sw}) entre 0% e 50%, verifica-se que a contribuição dos Indicadores de Passagem de Defeito da solução proposta variará entre os 25% e os 50 %. Convém referir que estes valores estão em consonância com os valores avançados por *Angerer* [24].

No caso em estudo desconhece-se a contribuição dos interruptores para a redução da duração das falhas de alimentação. Considerando a situação mais desfavorável para os Indicadores de Passagem de Defeito, o contributo destes para a redução de duração das falhas de alimentação será de 25% (r_{fi}).

A energia não distribuída pela linha BJ30.23 entre Março de 2008 e Maio de 2009 foi de 8.582 kWh, pelo que definindo o custo da energia não fornecida como sendo igual ao valor do kWh pago por um consumidor de baixa tensão, com uma potência contratada entre os 2,3 kVA e os 20,7 kVA e tarifa simples (0,1211 €/kWh), então de acordo com a equação 5.2, a implementação do sistema proposto permitiria economizar 260 Euros anualmente.

O valor considerado para o custo de energia média não distribuída é reduzido uma vez que somente reflecte parte do valor da energia não facturada, não considerando outros custos, directos e indirectos, inerentes às falhas de alimentação. Acresce, ainda, que o valor considerado para o kWh não fornecido não representa fielmente o real valor do kWh facturado pela EDP nesta linha, uma vez que não reflecte a heterogeneidade de consumidores e de contratos tarifários existentes.

Complementarmente à economia proveniente da redução de energia não fornecida e, consequentemente, ao aumento da energia facturada, a utilização de Indicadores de Passagem de Defeito permite ainda ganhos com a optimização das acções de manutenção.

Os Indicadores de Passagem de Defeito permitem às equipas de manutenção despender menos tempo na localização dos defeitos e, por conseguinte, utilizar este tempo na realização de acções de manutenção e reparação produtivas. Esta realocação do tempo das equipas de manutenção, para além de contribuir para a melhoria da operação da rede, uma vez que o tempo anteriormente gasto na localização dos defeitos passa a ser empregue na manutenção da rede, representa uma economia de recursos humanos e meios e, consequentemente, de dinheiro.

Na ocorrência de defeitos momentâneos repetitivos o procedimento em vigor na EDP implica a vistoria da linha, com o intuito de detectar a origem do defeito e repará-lo. Desta forma, a linha em causa é verificada visualmente em toda a sua extensão por uma equipa de, pelo menos, dois técnico. Este é um processo moroso e dispendioso que, dependendo da origem do defeito, poderá ter um resultado impreciso.

Actualmente, a EDP tem uma despesa de aproximadamente 33 Euros por quilómetro de linha vistoriado. A verificação integral da linha BJ30.23 representa um custo 8.600 € para a EDP, e implica a assignação de uma equipa a esta tarefa pelo período de 2 semanas.

Os Indicadores de Passagem de Defeito também têm a capacidade de detectar os defeitos momentâneos, pelo que a informação por estes disponibilizada pode ser utilizada com o objectivo de reduzir a secção da rede a inspeccionar. A aplicação do sistema proposto

permitirá reduzir a possível origem dos defeitos momentâneos repetitivos a, pelo menos, uma das 11 secções da linha definidas. Desta forma, e na situação mais desfavorável, apenas 38,8 km, dos 240 km que constituem a linha, terão que ser vistoriados. Este sistema permitirá poupar pelo menos 6.640 Euros em cada inspecção realizada neste âmbito.

Do exposto conclui-se que a adopção de um sistema de detecção de defeitos baseado na utilização de Indicadores de Passagem de Defeito, para além de contribuir para a melhoria da Continuidade de Serviço da rede, revela ser uma solução muito atractiva financeiramente devido à redução de custos que possibilita.

5.4 - Conclusões

Complementando o estudo, realizado no capítulo 4, dos sistemas de detecção de defeitos disponíveis e implementados pelas Companhias Eléctricas em todo o mundo, o presente capítulo foi dedicado à descrição e análise de um sistema de detecção constituído por Indicadores de Passagem de Defeito. Este estudo foi realizado sobre a saída BJ30.23 Aljustrel-Odemira, de 30 kV, da subestação de Aljustrel, pertencente à rede de distribuição da EDP.

A saída BJ30.23 tem 240 quilómetros de extensão, dos quais mais de 239 quilómetros são aéreos, alimenta 131 postos de transformação, e o sistema de neutro é impedante. Esta linha sofreu 104 defeitos no período compreendido entre Março de 2008 e Maio de 2009

O sistema proposto envolve a instalação de Indicadores de Passagem de Defeito comunicantes em 5 pontos da linha, permitindo segmentar a linha em 11 secções. Paralelamente à instalação destes, serão instalados 54 Indicadores de Passagem de Defeito não comunicantes em 18 pontos da rede. A coordenação entre os Indicadores de Passagem de Defeito comunicantes e não comunicantes permitirá aumentar a segmentação da rede de 11 secções para 29 secções.

Atendendo ao sistema de neutro da linha BJ30.23 não é expectável que surjam dificuldades com a detecção dos defeitos fase-terra, uma vez que estes terão valores suficientemente elevados para permitirem aos Indicadores de Passagem de Defeito sentirem a circulação destes.

Com o sistema de detecção proposto os operadores da rede serão informados em tempo real em qual das 11 secções da rede estabelecidas é que é provável que o defeito se encontre. Desta forma, os operadores no espaço de minutos poderão isolar o defeito à secção identificada e realimentar os consumidores das restantes secções.

O sistema, através da informação disponibilizada pelos Indicadores de Passagem de Defeito localmente, permite à equipa de manutenção no terreno reduzir ainda mais a área afectada, a apenas uma das 29 secções predefinidas.

A natureza do sistema proposto permitirá reduzir o tempo despendido na localização do defeito, minimizando a energia não fornecida, optimizando a gestão da equipa de manutenção e melhorando a satisfação dos clientes.

A solução apresentada, representando um investimento aproximado de 30.000 Euros, permitiria economizar, no período analisado, 260 Euros em energia não distribuída e 6.640 Euros em cada vistoria realizada no âmbito da localização da origem de defeitos momentâneos repetitivos ocorridos.

Como referido, os 260 Euros somente reflectem a energia que poderia ter sido fornecida, caso o sistema de detecção estivesse implementado, não reproduzindo todos os outros custos, importantes, inerentes às falhas de alimentação. Esta omissão introduz alguma distorção na

medida do real ganho financeiro que poderá advir da utilização de Indicadores de Passagem de Defeito. Para de alguma forma corrigir esta lacuna alguns estudos introduzem um factor multiplicador (compreendido entre 20 e 50) do valor a pagar por kWh não fornecido. Desta forma passa a ser também reflectido no valor da energia, que poderia ter sido eventualmente fornecida se o sistema de detecção estivesse implementado, todos os custos associados às falhas de alimentação.

A estrutura da linha BJ30.23 é essencialmente aérea, pelo que sujeita maioritariamente a defeitos momentâneos. Esta realidade está patente na análise custo-benefício, uma vez que o principal ganho financeiro obtido com a utilização dos Indicadores de Passagem de Defeito nesta linha é ao nível da redução de custos relacionados com o tratamento dos defeitos momentâneos.

Do estudo realizado, conclui-se que a utilização destes equipamentos é uma solução rentável que contribui activamente para a melhoria da fiabilidade da rede.

Considerando os encargos anuais da EDP com a operação da linha BJ30.23, o custo do sistema de detecção descrito e os proveitos financeiros quantificáveis que este permitirá obter (redução da energia não fornecida, redução dos custos associados à vistoria da linha, redução do *stress* dos equipamentos após a ocorrência do defeito e durante o processo de localização deste, optimização das acções de manutenção, etc.) é expectável que o retorno do investimento necessário à implementação dos Indicadores de Passagem de Defeito seja inferior a 5 anos.

Os Indicadores de Passagem de Defeito são equipamentos modulares que apresentam um custo unitário reduzido. A solução proposta tem a vantagem de poder ser implementada por fases, permitindo reduzir o valor do investimento inicial necessário, assim como, a familiarização progressiva dos operadores com este sistema. A modularidade do sistema também permite adaptá-lo à evolução da rede através da adição de Indicadores em novos pontos da linha.

Capítulo 6

Conclusões e Trabalho Futuro

6.1 - Conclusões

O trabalho realizado e descrito nesta tese conduziu à caracterização de um sistema de detecção de defeitos, baseado na utilização de Indicadores de Passagem de Defeito, a ser implementado na linha BJ30.23 Aljustrel-Odemira, pertencente à Área de Rede do Alentejo da EDP.

No Capítulo 1 foi efectuada uma apresentação geral do trabalho realizado ao longo desta tese, destacando-se a associação estabelecida entre a utilização de Indicadores de Passagem de Defeito e o aumento da Continuidade de Serviço dos Sistemas Eléctricos de Energia.

O Capítulo 2 foi dedicado à descrição das estruturas e sistemas de neutro habitualmente utilizados nas redes de distribuição de média tensão, fazendo referência às dificuldades que estes colocam à implementação e bom funcionamento dos sistemas de detecção de defeitos. Complementarmente, este Capítulo faz referência às características da rede de distribuição de média tensão da EDP.

No Capítulo 3 foi apresentado o conceito de Qualidade de Serviço. Foram descritas as suas diversas componentes e referidas as obrigações colocadas às Companhias Eléctricas pelas entidades reguladoras. Este abordou ainda o cumprimento pela EDP dos índices de Continuidade de Serviço definidos pelo Regulamento de Qualidade de Serviço.

No Capítulo 4 foram apresentados os principais métodos desenvolvidos e aplicados pelas Companhias Eléctricas no âmbito da detecção de defeitos, com principal enfoque para os Indicadores de Passagem de Defeito. Foram, ainda, referidos, a título de exemplo, três projectos nesta área implementados por três Companhias Eléctricas internacionais.

No Capítulo 5 foi discutido a aplicação de um sistema de detecção de defeitos, baseado na utilização de Indicadores de Passagem de Defeito, na linha de distribuição aérea de 30 kV BJ30.23 Aljustrel-Odemira, pertencente à Área de Rede do Alentejo. Primeiramente, foi caracterizada a linha BJ30.23 e descrita a solução de detecção preconizada, tendo-se, posteriormente, analisado as mais valias e os problemas inerentes à aplicação do sistema apresentado.

As conclusões obtidas corroboram as expectativas existentes. Os Indicadores de Passagem de Defeito revelam ser uma ferramenta simples, modular, rentável e eficaz no aumento da Continuidade de Serviço dos Sistemas Eléctricos de Energia, contribuindo:

- ainda para a optimização da gestão das equipas de manutenção;
- para a redução dos custos de operação;
- na identificação das zonas de rede problemáticas
- na preservação dos componentes da rede, através da redução, ou mesmo eliminação, das religações sobre defeitos permanentes.

A rentabilização dos Indicadores de Passagem de Defeito está intimamente ligada à confiança que os operadores da rede e as equipas de manutenção têm na informação por estes disponibilizada, pelo que é essencial que esta seja fiável e precisa. A não sinalização ou sinalização indevida de um Indicador, ao induzir em erro os operadores, poderá comprometer o funcionamento de todo o sistema.

Os Indicadores de Passagem de Defeito actuais apresentam uma taxa de fiabilidade de 98%. Para minimizar eventuais erros de funcionamento deste, durante a concepção do sistema deverá-se ter a preocupação de adequar as características dos Indicadores às características da rede de distribuição de média tensão em que serão instalados e ao procedimento de localização de defeito a implementar.

A detecção de defeitos homopolares de baixa intensidade apresenta-se como uma dificuldade à aplicação de sistemas de detecção de defeitos. A corrente de defeito homopolar máxima da rede estudada era 10 A, não colocando problemas à actuação dos Indicadores de Passagem de Defeito. A aplicação do sistema descrito em redes com o neutro isolado deverá, porém, ser alvo de uma profunda análise no que concerne ao funcionamento dos Indicadores na presença de defeitos fase-terra. Embora a tecnologia dos Indicadores de Passagem de Defeito tenha evoluído, nomeadamente com o desenvolvimento de Indicadores direccionais, não permite ainda garantir a detecção fiável de defeitos homopolares ocorridos em redes de neutro isolado.

A informação disponibilizada pelos Indicadores de Passagem de Defeito revela ser um importante apoio na localização dos defeitos. A introdução de Indicadores com capacidade para comunicarem com os centros de despacho, possibilitando aos operadores saberem em tempo real a localização aproximada do defeito, constitui um importante desenvolvimento, com impacto directo na redução do tempo dispendido na localização dos defeitos.

Os indicadores de Passagem de Defeito são um dos componentes de um sistema de automação abrangente. Estes desempenham um papel importante no conhecimento das condições de operação da rede mas não permitem actuar sobre estas. Com vista a rentabilizar-se a informação disponibilizada pelos Indicadores é aconselhável coordenar a implementação destes com a instalação de equipamentos de corte e seccionamento, que permitam isolar o defeito e reconfigurar a rede.

6.2 - Perspectivas de desenvolvimento

O Mercado Energético actual coloca diversos desafios às Companhias Eléctricas. Paralelamente aos padrões de Qualidade de Serviço cada vez mais exigentes o Mercado evolui para um situação de competitividade crescente. Neste contexto as Companhias Eléctricas deverão valorizar os seus serviços, reduzindo as tarifas, assegurando níveis de fiabilidade adequados e reduzindo os seus custos de operação, manutenção e construção.

Os sistemas de detecção de defeito são amplamente reconhecidos pelas suas capacidades em permitirem reduzir o tempo dispendido na localização dos defeitos e, consequentemente, a duração total das falhas de alimentação e contribuírem para a optimização da operação e manutenção da rede.

As Companhias Eléctricas estão cada vez mais despertas para a necessidade de implementarem sistemas de detecção de defeito com vista a assegurarem o cumprimento dos padrões de Qualidade de Serviço estabelecidos pelas entidades reguladoras e exigidos pelos clientes, pelo que deverá verificar-se uma crescente procura destes sistemas por parte destas.

Os métodos disponíveis apresentam algumas lacunas que deverão ser solucionadas. A principal questão está associada à detecção de defeitos homopolares em redes com o neutro isolado ou ligado à terra através de bobinas de Petersen, uma vez que o reduzido valor das correntes de defeito dificulta a detecção destas pelos sistemas actuais.

A evolução tecnológica deverá permitir mitigar as dificuldades colocadas pelos métodos baseados na propagação de ondas ao nível das amostragens de elevada frequência requeridas, contribuindo ainda para a redução dos actuais custos de implementação destes métodos que, sendo muito elevados, limitam a sua aplicação.

Deverá verificar-se um incremento da oferta de Indicadores de Passagem de Defeito comunicantes, através do alargamento da lista de protocolos de comunicação actualmente implementados e dos meios de comunicação disponíveis. Esta evolução permitirá aumentar a flexibilidade de utilização dos Indicadores e a compatibilidade destes com os sistemas SCADA existentes nos centros de despacho.

A par dos desenvolvimentos a nível de comunicação verifica-se uma tendência para o aumento das valências dos Indicadores de Passagem de Defeito. Em complemento às funções actuais, os Indicadores de Passagem de Defeito permitirão monitorizar o estado dos equipamentos da instalação, assim como, monitorizar a qualidade de energia.

Os sistemas de automação implementados pelas Companhias Eléctricas deverão ser cada vez mais abrangentes. Embora amplamente discutido, existe uma orientação para a evolução de sistemas centralizados para sistemas distribuídos em que os equipamentos da rede serão dotados com funcionalidades que lhes permitam responder autonomamente e em tempo real às condições de operação da rede.

Cada vez mais as Companhias Eléctricas adoptarão soluções heterogéneas e complementares com vista ao aumento da fiabilidade e à optimização da gestão das suas redes de distribuição e, consequentemente, à redução dos custos de operação e manutenção. A automação da rede de distribuição não se confinará a implementação de um único sistema mas à coordenação de diversas soluções, actuando em três vectores: protecção, comando remoto e supervisão.

Referências

[1] *Regulamento da Qualidade de Serviço*, Despacho n.º 5255/2006 (2.ª série), Diário da República - II série, 8 de Março 2006

[2] Georgilakis P., Prévé C., Chollot Y., Bidaut M., Deschamps P., Londos N., *Managing MV Networks for Quality of Service*, IEEE Computer Applications in Power, ISSN: 0895-0156, pp. 44-49, July 2002

[3] Chen Rong-Liang, Sabir S., *The Benefits of Implementing Distribution Automation and System Monitoring in the Open Electricity Market*, Canadian Conference on Electrical and Computer Engineering, ISBN: 0-7803-6715-4, pp. 825-830, vol. 2, 2001

[4] Saha M., Das R., Verho P., Novosel D., *Review of Fault Location Techniques for Distribution Systems,* Power Systems and Communications Infrastructures for the future, Beijing, September 2002

[5] Mokhtar A., *Distribution Network Fault Section Estimation Using Analytical Database Approach*, School of Electrical & Electronic Engineering, The University of Manchester, Faculty of Engineering and Physical Science, November 2004

[6] Kundur P., *Power System Stability and Control,* Mc Graw Hill, 1994

[7] Chollot Y., Biasse J. M., Malot A., *Feeder Automation Improve Medium Voltage Network Operating Efficiency*, CIRED Seminar, SmartGrids for Distribution, ISBN: 978-0-86341-935-5, pp. 23-24, June 2008

[8] Su Chun-Lien, Teng Jen-Ho, *Outage Costs Quantification for Benefit-Cost Analysis of Distribution Automation Systems*, International Journal of Electrical Power and Energy Systems, vol. 29, no. 10, pp. 767-774, December 2007

[9] Puret C., *MV Public Distribution Networks Throughout the World*, Schneider Electric, Cahier Technique nº 155, March 1992

[10] Lehtonen M., et al, *Fault Management in Electrical Distribution Systems*, Final report of the CIRED Working Group WG03 Fault Management, December 1998

[11] Fulchiron D., *Basic Selection of MV Public Distribution Networks*, Schneider Electric, Cahier Technique nº 203, May 2001

[12] *Relatório e Contas 2007*, EDP Distribuição-Energia

[13] *Relatório de Qualidade de Serviço 2007*, EDP Distribuição-Energia, Maio 2008

[14] Malaman R., Afonso J., Schiavo L., Romero A., Iveda C., Volijk R., Wharmby B., *Quality of Electricity Supply: Initial Benchmarking on Actual Levels, Standards and Regulatory Strategies*, prepared by the Working Group on Quality of Electricity Supply, Council of European Energy Regulators, April 2001

[15] EURELECTRIC's Views on, *Quality of Electricity Distribution Network Services*, Working Group on Distribution, Union of the Electricity Industry, Ref: 2006-233-0012, December 2006

[16] Bollen M. H. J., *Understanding Power Quality Problems – Voltage Sags and Interruptions*, IEEE Press series on power engineering – Wiley-Interscience, 2000

[17] *Manual de Qualidade da Energia Eléctrica*, EDP Distribuição-Energia, Dezembro 2005

[18] *Experiência EDP como Operador da Rede de Distribuição*, Seminário sobre Qualidade de Energia Eléctrica, EDP Distribuição-Energia, Maio 2007

[19] Roman H., Hylla H., *Fast Fault Locating in Rural MV Distribution Networks*, Electricity Distribution, CIRED, 16th International Conference and Exhibition, 2001

[20] Krajnak D. J., *Faulted Circuit Indicators and System Reliability*, Rural Electric Power Conference, ISBN: 0-7803-5905-4, 2000

[21] Evans J. H., *Overhead Line Fault Current Indicators - Are They cost Effective?*, IEE Colloquium on Improving Supply Security on 11 kV Overhead Networks, May 1990

[22] Cong D. P., Raison B., Rognon J. P., Bonnoit S., Manjal B., *Optimization of Fault Indicators Placement with Dispersed Generation Insertion*, IEEE Power Engineering Society General Meeting, ISBN: 0-7803-9157-8, June 2005

[23] Tang Y., Wang H. F., Aggarwal R. K., Johns A. T., *Fault Indicators in Transmission and Distribution Systems*, International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies, April 2000

[24] Angerer F. M., *New Developments in Faulted Circuit Indicators Help Utilities Reduce Cost and Improve Service*, IEEE Rural Electric Power Conference, ISBN: 978-1-4244-2147-3, April 2008

[25] Andrieu C., Raison B., Penkov D., Fontela M., Bacha S., Hadjsaid N., *Fault Detection, Analysis and Diagnostics in High-DG Distribution Systems*, CRISP: Distributed Intelligence in Critical Infrastructures for Sustainable Power, ENK5-CT-2002-00673, April 2004

[26] *Détection, Localisation de Défaut*, Schneider Electric, Cahier Technique

[27] *IEEE Guide for the Application of Faulted Circuit Indicators for 200 / 600 A, Three-phase Underground Distribution*, IEEE Power Engineering Society, IEEE Std 1610™-2007, May 2008

[28] *Case study of installation of fault passage indicator*, DRUM Project: Best Practice, 2008

[29] Bagley S., Branca D., *A New Approach to Find Fault Locations on Distribution Feeder Circuits*, IEEE Rural Electric Power Conference 2007, ISBN: 1-4244-1003-7, May 2007

[30] Oirsouw P. M., Provoost F., *Fault Localisation in an MV Distribution Network*, CIRED, 17th International Conference on Electricity Distribution, May 2003

[31] Oliveira R., Varela G., *Focus on Protection and DA Systems in Reducing Outage Minutes*, KEMA Conference on Substation Automation and Protection Systems, May 2006

[32] *Flite 110-SA,Fault Passage Indicator for Overhead Network*, MV Network Management - Easergy Range, Technical Data Sheet, Schneider Electric, 2008

[33] *Flite 116-SA,Radio Fault Passage Indicator for Overhead Network*, MV Network Management - Easergy Range, Technical Data Sheet, Schneider Electric, 2008

[34] *G200, Remote Terminal Unit for Flite 116-SA*, MV Network Management - Easergy Range, Technical Data Sheet, Schneider Electric, 2008

[35] David Chapman, *Le Coût des Défauts de l'Alimentation Electrique*, Copper Development Association, Juillet 2002

[36] Lehtonen M., Kurapi S., *A Method for Cost Benefit Analysis of Distribution Automation*, IEEE International Conference on Energy Management and Power Delivery 1995, ISBN: 0-7803-2981-3, August 2002

Apêndice

A.1

Linha BJ30.23 Aljustrel-Odemira

Comprimento dos circuitos

Linha MT- AT	Comprimento (m)
BJ30-23 SE ALJUSTREL-ODEMIRA Total	53.056,41
BJ30-23-1 RELIQUIAS Total	106,58
BJ30-23-10 MONTE DA ESTRADA Total	5.725,39
BJ30-23-10-1 VALE FERRO Total	556,85
BJ30-23-10-1-1 CABACOS Total	2.748,19
BJ30-23-10-1-1-1 MONTE CHAICA Total	459,30
BJ30-23-10-1-1-2 Vale Pepino Total	1.438,81
BJ30-23-10-2 RIBEIRA DO SALTO Total	602,54
BJ30-23-10-3 JUNCALINHO Total	555,21
BJ30-23-10-4 MONTE DA ESTRADA (REGUENGO GRANDE) Total	2.762,06
BJ30-23-10-4-1 Vale Figueira dos Condados Total	1.896,58
BJ30-23-10-5 MONTE DO PACO Total	151,72
BJ30-23-10-6 RIBEIRA DO SALTO (PT2) Total	982,68
BJ30-23-11 PEREIRO GRANDE Total	2.541,73
BJ30-23-11-1 MONTE GAVIAO DE BAIXO Total	2.102,62
BJ30-23-11-1-1 Bilharó Total	284,36
BJ30-23-12 VALE DE COELHO Total	4,88
BJ30-23-14 HERDADE DA LABORELA Total	909,09
BJ30-23-14-1 MONTE DA BOIZANA Total	1.117,87
BJ30-23-1-5 ESCOLA EB2.3 DE COLOS Total	50,10
BJ30-23-15 FOROS DA VENDA Total	209,69
BJ30-23-16 Quinta do Monte Negro (Est.Acoril) Total	9,75
BJ30-23-19 MOTA E COMPANHIA (PEDREIRAS) Total	12.138,62
BJ30-23-19-1 TECNOVIA (PEDREIRA) Total	412,57
BJ30-23-19-1-1 PEDREIRA NA HERDADE REGUENGO DE MATOS Total	773,85
BJ30-23-19-2 QUINTA DO VALADÃO Total	1.157,20
BJ30-23-19-3 CONCEIÇÃO Total	300,79
BJ30-23-19-4 ALCARIAS Total	969,66
BJ30-23-19-5 ESTACAO DE OURIQUE Total	205,71
BJ30-23-19-6 CAP AGUAS MESSEJANA Total	12,04
BJ30-23-19-7 EST ELEV AGUAS CERRO RUIVO Total	459,44
BJ30-23-19-8 MONTE DOS ESTEIROS Total	2.099,76
BJ30-23-19-8-1 Var.(Monte dos Esteiros) - (SE Porteirinhos - SE Ourique) Total	3.729,58
BJ30-23-19-9 MONTE DA GAMITA (ANTENAS) Total	1.812,30
BJ30-23-19-9-1 ESTAÇÃO F 157 - MONTE DO BREJO (TELECEL) Total	1.306,13
BJ30-23-2 VALE DE SANTIAGO Total	2.254,82
BJ30-23-20 CAP ÁGUAS VALE DE SANTIAGO Total	656,84
BJ30-23-20-1 HERDADE CARAPETO Total	1.691,37
BJ30-23-20-1-1 Herdade das Quintas Total	1.318,65
BJ30-23-2-1 HERDADE REGUENGO Total	1.895,90
BJ30-23-21 MONTE DA CAPELINHA Total	8,25
BJ30-23-22 CORREGO DE AGUA Total	648,18
BJ30-23-23 Monte Muralhas Total	1.008,13
BJ30-23-23-1 Monte Tacão Total	3.505,36
BJ30-23-23-1-1 Monte da Galeana Total	11,12
BJ30-23-24 STA LUZIA Total	368,36
BJ30-23-25 ALDEIA DOS ELVAS Total	16,77
BJ30-23-26 AGUENTINHA DO CAMPO Total	1.578,95
BJ30-23-27 PORTELA NOVA Total	124,92
BJ30-23-28 SARDOA (GARVÃO) Total	6.222,10
BJ30-23-28-1 LARGO (GARVÃO) Total	616,07
BJ30-23-28-2 FÁBRICA (GARVÃO) Total	731,54
BJ30-23-28-2-1 Ribeira dos Cachoros Total	1.719,71
BJ30-23-28-2-1-1-1 Montaraz, Ldª (Garvão) Total	203,39
BJ30-23-28-2-1-1Cemitério (Garvão) Total	1.108,57
BJ30-23-28-3 FUNCHEIRA Total	1.146,75
BJ30-23-28-4 MONTE DA CRIMEIA NOVA Total	470,13
BJ30-23-28-5 MONTE NOVO DA PIEDADE Total	129,63
BJ30-23-29 LG CHAFARIZ (MESSEJANA) Total	955,34
BJ30-23-3 COLOS Total	2.401,93
BJ30-23-30 R NOVA POMBAIS (MESSEJANA) Total	1.691,12
BJ30-23-30-1 HERDADE DO REGUENGO Total	2.201,41
BJ30-23-30-1-1 HERDADE DO REGUENGO (BARRAGEM) Total	1.518,44
BJ30-23-30-3 MESSEJANA (ANTENAS) Total	319,02
BJ30-23-3-1 CAP AGUAS COLOS Total	2.487,37
BJ30-23-31 PANÓIAS Total	5.612,51
BJ30-23-3-1-1 CAMPO REDONDO Total	149,18
BJ30-23-31-1 SE PANÓIAS Total	98,59
BJ30-23-3-1-1-2-3-3-2 Variante Casa Velha Velha - Hd. Casa Velha Fornalhas Total	1.272,43
BJ30-23-31-2 Monte Ruivo do Ameixial Total	2.336,55
BJ30-23-3-1-2 R NOVA (COLOS) Total	96,31

Linha MT- AT	Comprimento (m)
BJ30-23-31-2-1 Monte Novo do Ameixial Total	552,15
BJ30-23-3-1-3 SOC AZEITES PARRINHA Total	8,97
BJ30-23-3-1-4 HERDADE RABACA Total	1.339,69
BJ30-23-3-1-6 Coito Grande Total	534,87
BJ30-23-3-2 HERDADE MARUJO Total	1.069,95
BJ30-23-33 FONTE BOA DE BAIXO Total	6,34
BJ30-23-34 HERDADE VALE ROMEIRAS Total	960,98
BJ30-23-36 RUA PORTELA DO CARVALHAL (RELIQUIAS) Total	194,47
BJ30-23-37 HERDADE DAS PARREIRAS Total	2.082,33
BJ30-23-38 GAVIAO Total	2.324,29
BJ30-23-39 ESTAÇÃO C2 106 S3 - C98 VALE COELHO (OPTIMUS) Total	1.551,29
BJ30-23-4 S MARTINHO DAS AMOREIRAS Total	8.065,48
BJ30-23-40 VALE COLMEIAS Total	16,44
BJ30-23-4-1 EST DAS AMOREIRAS Total	813,14
BJ30-23-41 MONTE CARRASCOS (RELIQUIAS) Total	433,39
BJ30-23-4-1-1 Silva e Julio (Amoreiras-Gare) Total	147,28
BJ30-23-4-1-1-1 Vale de Água/Nascedios Total	613,43
BJ30-23-4-1-1-1-1 Lot.Municipal de Amoreiras-Gare Total	283,10
BJ30-23-4-2 ALDEIA DAS AMOREIRAS Total	2.209,34
BJ30-23-42 BARRACÕES Total	579,71
BJ30-23-4-2-1 MONTE VALE DE CUBA Total	1.933,33
BJ30-23-4-2-2 Garcia Galego Total	2.924,94
BJ30-23-4-2-2-1 Monte Ferroso Total	472,25
BJ30-23-4-2-3 Boavista e Casas Novas Total	554,92
BJ30-23-4-3 CAP AGUAS S MARTINHO DAS AMOREIRAS Total	2.009,71
BJ30-23-43 MONTES ABERTA E MALVEIROS Total	385,22
BJ30-23-4-3-1 Corte Malhão Total	6.460,32
BJ30-23-4-3-1-1 Monte do Cerro Total	58,29
BJ30-23-4-3-1-2 Vinhas e Selão Total	142,00
BJ30-23-4-3-1-3 Monte Beirão Total	2.609,46
BJ30-23-4-3-1-3-1 Monte do Almograve Total	131,62
BJ30-23-4-3-1-4 Montes Flores, Brejo e Novo da Horta Total	251,69
BJ30-23-4-3-1-5 Monte Novo das Laranjeiras Total	1.798,38
BJ30-23-4-3-1-5-1 Monte Chacim Total	10,00
BJ30-23-4-3-2 E.N 123 (S. MARTINHO DAS AMOREIRAS) Total	398,92
BJ30-23-4-3-3 MARAVILHAS Total	895,65
BJ30-23-4-3-4 VALE DE BRIQUE Total	103,28
BJ30-23-4-4 VALE DE AGUA Total	8,32
BJ30-23-4-5 CONQUEIROS Total	740,43
BJ30-23-4-6 CHAIÇA MADRIZ Total	3.836,14
BJ30-23-46 SALTINHO Total	6,72
BJ30-23-4-6-1 VALE DA VINHA Total	689,29
BJ30-23-4-6-2 SALGUEIRO Total	8,62
BJ30-23-4-6-3 VALE DA LANDE Total	635,32
BJ30-23-47 Zona Industrial de Messejana Total	676,21
BJ30-23-48 Poço Moiro Total	827,78
BJ30-23-50 Herdade do Reguengo Total	881,81
BJ30-23-7 TORRE VÃ Total	6.140,33
BJ30-23-7-1 FORNALHAS VELHAS Total	5.142,58
BJ30-23-7-1-1 FORNALHAS NOVAS Total	2.780,80
BJ30-23-7-1-1-1 CASTELO VELHO Total	1.963,93
BJ30-23-7-1-1-1-1 VALE VERDE/FORNALHAS NOVAS Total	246,50
BJ30-23-7-1-1-1-2 Barradinha Total	2.247,98
BJ30-23-7-1-1-1-2-1 Monte Novo da Guarita Total	410,33
BJ30-23-7-1-1-1-3 Herdade Casa Velha das Fornalhas Total	1.519,77
BJ30-23-7-1-1-2 FOROS DAS FORNALHAS VELHAS Total	510,76
BJ30-23-7-1-3 MONTE GANCHINHO Total	1.953,69
BJ30-23-7-1-3-1 HERDADE DO ALGAREME Total	9,27
BJ30-23-7-1-4 ESTAÇÃO REFER (TORRE VÃ) Total	948,70
BJ30-23-7-2 S ROMÃO DE PANÓIAS Total	1.828,73
BJ30-23-7-3 HERDADE VALE DE COELHEIROS Total	2.401,13
BJ30-23-7-3-1 Vale Coelheiros (Rega) Total	419,99
BJ30-23-7-3-1-1 Assentes de Vale de Coelheiros Total	1.094,02
BJ30-23-7-3-2 Hde. de Vale da Palha (Barragem) Total	375,08
BJ30-23-7-4 MONTE SERRO (TELECEL) Total	394,97
BJ30-23-7-6 H. DA TORRE VÃ Z. OCIDENTAL (PT1) Total	2.592,69
BJ30-23-7-6-1 Hde.da Torre Vã-Ocidental (PT2) Total	10,00
BJ30-23-7-6-2 Herdade Vale da Palha Total	11,00
BJ30-23-7-6-3 Herdade do Nó Total	1.486,56
BJ30-23-8 HERDADE MONTE NEGRO (JOSÉ J L BRITO PAES) Total	552,76
Total Linha BJ30.23 Aljustrel - Odemira	**293.561,01**

A.2

Linha BJ30.23 Aljustrel-Odemira

Comprimento dos segmentos de linha constituintes dos circuitos

Linha MT- AT	Tipo	Situação	Designação do condutor	Comprimento (m)
BJ30-23 SE ALJUSTREL-ODEMIRA	Aéreo	Em exploração	Outro	290,48
BJ30-23 SE ALJUSTREL-ODEMIRA	Aéreo	Em exploração	Outro	586,18
BJ30-23 SE ALJUSTREL-ODEMIRA	Aéreo	Em exploração	Outro	184,02
BJ30-23 SE ALJUSTREL-ODEMIRA	Aéreo	Em exploração	Outro	191,83
BJ30-23 SE ALJUSTREL-ODEMIRA	Aéreo	Em exploração	Outro	10,00
BJ30-23 SE ALJUSTREL-ODEMIRA	Aéreo	Em exploração	Outro	289,70
BJ30-23 SE ALJUSTREL-ODEMIRA	Aéreo	Em exploração	Outro	505,63
BJ30-23 SE ALJUSTREL-ODEMIRA	Aéreo	Em exploração	AM 3x45	336,70
BJ30-23 SE ALJUSTREL-ODEMIRA	Aéreo	Em exploração	Outro	148,98
BJ30-23 SE ALJUSTREL-ODEMIRA	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	144,71
BJ30-23 SE ALJUSTREL-ODEMIRA	Aéreo	Em exploração	Outro	5,00
BJ30-23 SE ALJUSTREL-ODEMIRA	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	262,52
BJ30-23 SE ALJUSTREL-ODEMIRA	Aéreo	Em exploração	Outro	462,69
BJ30-23 SE ALJUSTREL-ODEMIRA	Aéreo	Em exploração	Outro	360,56
BJ30-23 SE ALJUSTREL-ODEMIRA	Aéreo	Em exploração	Outro	1.327,58
BJ30-23 SE ALJUSTREL-ODEMIRA	Aéreo	Em exploração	Outro	1.304,17
BJ30-23 SE ALJUSTREL-ODEMIRA	Aéreo	Em exploração	AM 3x45	609,75
BJ30-23 SE ALJUSTREL-ODEMIRA	Aéreo	Em exploração	Outro	273,03
BJ30-23 SE ALJUSTREL-ODEMIRA	Aéreo	Em exploração	Outro	1.355,19
BJ30-23 SE ALJUSTREL-ODEMIRA	Aéreo	Em exploração	Outro	2.674,85
BJ30-23 SE ALJUSTREL-ODEMIRA	Aéreo	Em exploração	AM 3x45	327,19
BJ30-23 SE ALJUSTREL-ODEMIRA	Aéreo	Em exploração	Outro	97,57
BJ30-23 SE ALJUSTREL-ODEMIRA	Aéreo	Em exploração	Outro	185,94
BJ30-23 SE ALJUSTREL-ODEMIRA	Aéreo	Em exploração	Outro	187,33
BJ30-23 SE ALJUSTREL-ODEMIRA	Aéreo	Em exploração	AM 3x45	15,00
BJ30-23 SE ALJUSTREL-ODEMIRA	Aéreo	Em exploração	AM 3x45	164,17
BJ30-23 SE ALJUSTREL-ODEMIRA	Aéreo	Em exploração	AM 3x45	2,25
BJ30-23 SE ALJUSTREL-ODEMIRA	Aéreo	Em exploração	Outro	208,89
BJ30-23 SE ALJUSTREL-ODEMIRA	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	259,37
BJ30-23 SE ALJUSTREL-ODEMIRA	Aéreo	Em exploração	AM 3x45	1.490,83
BJ30-23 SE ALJUSTREL-ODEMIRA	Aéreo	Em exploração	AM 3x45	1.310,32
BJ30-23 SE ALJUSTREL-ODEMIRA	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	176,36
BJ30-23 SE ALJUSTREL-ODEMIRA	Aéreo	Em exploração	AM 3x45	1.085,67
BJ30-23 SE ALJUSTREL-ODEMIRA	Aéreo	Em exploração	AM 3x45	1.019,46
BJ30-23 SE ALJUSTREL-ODEMIRA	Aéreo	Em exploração	AM 3x45	489,94
BJ30-23 SE ALJUSTREL-ODEMIRA	Aéreo	Em exploração	AM 3x45	707,81
BJ30-23 SE ALJUSTREL-ODEMIRA	Aéreo	Em exploração	Outro	6,00
BJ30-23 SE ALJUSTREL-ODEMIRA	Aéreo	Em exploração	AM 3x45	374,08
BJ30-23 SE ALJUSTREL-ODEMIRA	Aéreo	Em exploração	AM 3x45	35,00
BJ30-23 SE ALJUSTREL-ODEMIRA	Aéreo	Em exploração	Outro	1.050,89
BJ30-23 SE ALJUSTREL-ODEMIRA	Aéreo	Em exploração	Outro	4,00
BJ30-23 SE ALJUSTREL-ODEMIRA	Aéreo	Em exploração	Outro	615,50
BJ30-23 SE ALJUSTREL-ODEMIRA	Aéreo	Em exploração	AM 3x45	1.439,77
BJ30-23 SE ALJUSTREL-ODEMIRA	Aéreo	Em exploração	AM 3x45	15,00
BJ30-23 SE ALJUSTREL-ODEMIRA	Aéreo	Em exploração	AM 3x45	1.339,69
BJ30-23 SE ALJUSTREL-ODEMIRA	Aéreo	Em exploração	AM 3x45	410,91
BJ30-23 SE ALJUSTREL-ODEMIRA	Aéreo	Em exploração	AM 3x45	251,28
BJ30-23 SE ALJUSTREL-ODEMIRA	Aéreo	Em exploração	Outro	112,50
BJ30-23 SE ALJUSTREL-ODEMIRA	Aéreo	Em exploração	AM 3x45	166,01
BJ30-23 SE ALJUSTREL-ODEMIRA	Aéreo	Em exploração	Outro	267,11
BJ30-23 SE ALJUSTREL-ODEMIRA	Subterrâneo	Em exploração	LXHIOV-18/30 (36) kV 3x1x120	433,28
BJ30-23 SE ALJUSTREL-ODEMIRA	Aéreo	Em exploração	AM 3x45	364,12
BJ30-23 SE ALJUSTREL-ODEMIRA	Aéreo	Em exploração	AM 3x45	154,69
BJ30-23 SE ALJUSTREL-ODEMIRA	Aéreo	Em exploração	AM 3x45	460,15
BJ30-23 SE ALJUSTREL-ODEMIRA	Aéreo	Em exploração	AM 3x45	2,00
BJ30-23 SE ALJUSTREL-ODEMIRA	Aéreo	Em exploração	AM 3x45	20,00
BJ30-23 SE ALJUSTREL-ODEMIRA	Aéreo	Em exploração	Outro	130,69
BJ30-23 SE ALJUSTREL-ODEMIRA	Aéreo	Em exploração	Outro	169,57
BJ30-23 SE ALJUSTREL-ODEMIRA	Aéreo	Em exploração	AM 3x45	368,40
BJ30-23 SE ALJUSTREL-ODEMIRA	Aéreo	Em exploração	Outro	541,89
BJ30-23 SE ALJUSTREL-ODEMIRA	Aéreo	Em exploração	Outro	554,58
BJ30-23 SE ALJUSTREL-ODEMIRA	Aéreo	Em exploração	AM 3x45	101,14
BJ30-23 SE ALJUSTREL-ODEMIRA	Aéreo	Em exploração	AM 3x45	296,19
BJ30-23 SE ALJUSTREL-ODEMIRA	Aéreo	Em exploração	Outro	561,72
BJ30-23 SE ALJUSTREL-ODEMIRA	Aéreo	Em exploração	Outro	325,56
BJ30-23 SE ALJUSTREL-ODEMIRA	Aéreo	Em exploração	Outro	239,33
BJ30-23 SE ALJUSTREL-ODEMIRA	Aéreo	Em exploração	AM 3x45	161,65
BJ30-23 SE ALJUSTREL-ODEMIRA	Aéreo	Em exploração	AA 3x90	242,77
BJ30-23 SE ALJUSTREL-ODEMIRA	Aéreo	Em exploração	Outro	109,31
BJ30-23 SE ALJUSTREL-ODEMIRA	Aéreo	Em exploração	Outro	128,57
BJ30-23 SE ALJUSTREL-ODEMIRA	Aéreo	Em exploração	Outro	3,39
BJ30-23 SE ALJUSTREL-ODEMIRA	Aéreo	Em exploração	Outro	72,89
BJ30-23 SE ALJUSTREL-ODEMIRA	Aéreo	Em exploração	AM 3x45	1,70
BJ30-23 SE ALJUSTREL-ODEMIRA	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	1.260,37
BJ30-23 SE ALJUSTREL-ODEMIRA	Aéreo	Em exploração	AM 3x45	665,71
BJ30-23 SE ALJUSTREL-ODEMIRA	Aéreo	Em exploração	AM 3x45	678,04
BJ30-23 SE ALJUSTREL-ODEMIRA	Aéreo	Em exploração	AM 3x45	3,00
BJ30-23 SE ALJUSTREL-ODEMIRA	Aéreo	Em exploração	AM 3x45	824,25
BJ30-23 SE ALJUSTREL-ODEMIRA	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	231,84
BJ30-23 SE ALJUSTREL-ODEMIRA	Aéreo	Em exploração	AM 3x45	0,50
BJ30-23 SE ALJUSTREL-ODEMIRA	Aéreo	Em exploração	AM 3x45	292,30
BJ30-23 SE ALJUSTREL-ODEMIRA	Aéreo	Em exploração	AM 3x45	890,95
BJ30-23 SE ALJUSTREL-ODEMIRA	Aéreo	Em exploração	AM 3x45	1.290,15
BJ30-23 SE ALJUSTREL-ODEMIRA	Aéreo	Em exploração	AM 3x45	402,44
BJ30-23 SE ALJUSTREL-ODEMIRA	Aéreo	Em exploração	AM 3x45	947,94
BJ30-23 SE ALJUSTREL-ODEMIRA	Aéreo	Em exploração	AM 3x45	281,06
BJ30-23 SE ALJUSTREL-ODEMIRA	Aéreo	Em exploração	AM 3x45	293,21
BJ30-23 SE ALJUSTREL-ODEMIRA	Aéreo	Em exploração	AM 3x45	190,84
BJ30-23 SE ALJUSTREL-ODEMIRA	Aéreo	Em exploração	AM 3x45	564,42
BJ30-23 SE ALJUSTREL-ODEMIRA	Aéreo	Em exploração	AM 3x45	690,42
BJ30-23 SE ALJUSTREL-ODEMIRA	Aéreo	Em exploração	AM 3x45	31,00
BJ30-23 SE ALJUSTREL-ODEMIRA	Aéreo	Em exploração	AM 3x45	172,02
BJ30-23 SE ALJUSTREL-ODEMIRA	Aéreo	Em exploração	AM 3x45	79,28
BJ30-23 SE ALJUSTREL-ODEMIRA	Aéreo	Em exploração	AM 3x45	5,21
BJ30-23 SE ALJUSTREL-ODEMIRA	Aéreo	Em exploração	AM 3x45	460,67
BJ30-23 SE ALJUSTREL-ODEMIRA	Aéreo	Em exploração	AM 3x45	424,30
BJ30-23 SE ALJUSTREL-ODEMIRA	Aéreo	Em exploração	AM 3x45	3,25
BJ30-23 SE ALJUSTREL-ODEMIRA	Aéreo	Em exploração	AM 3x45	385,66
BJ30-23 SE ALJUSTREL-ODEMIRA	Aéreo	Em exploração	AM 3x45	2.334,52
BJ30-23 SE ALJUSTREL-ODEMIRA	Aéreo	Em exploração	AM 3x45	1,70
BJ30-23 SE ALJUSTREL-ODEMIRA	Aéreo	Em exploração	AM 3x45	887,60

Linha MT- AT	Tipo	Situação	Designação do condutor	Comprimento (m)
BJ30-23 SE ALJUSTREL-ODEMIRA	Aéreo	Em exploração	AM 3x45	1,50
BJ30-23 SE ALJUSTREL-ODEMIRA	Aéreo	Em exploração	AM 3x45	329,98
BJ30-23 SE ALJUSTREL-ODEMIRA	Aéreo	Em exploração	Outro	71,48
BJ30-23 SE ALJUSTREL-ODEMIRA	Aéreo	Em exploração	Outro	1.461,32
BJ30-23 SE ALJUSTREL-ODEMIRA	Aéreo	Em exploração	AM 3x45	151,07
BJ30-23 SE ALJUSTREL-ODEMIRA	Aéreo	Em exploração	AM 3x45	326,77
BJ30-23 SE ALJUSTREL-ODEMIRA	Aéreo	Em exploração	Outro	222,62
BJ30-23 SE ALJUSTREL-ODEMIRA	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	10,62
BJ30-23 SE ALJUSTREL-ODEMIRA	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	378,94
BJ30-23 SE ALJUSTREL-ODEMIRA	Aéreo	Em exploração	Outro	837,45
BJ30-23 SE ALJUSTREL-ODEMIRA	Aéreo	Em exploração	AM 3x45	565,28
BJ30-23 SE ALJUSTREL-ODEMIRA	Aéreo	Em exploração	AM 3x45	685,54
BJ30-23 SE ALJUSTREL-ODEMIRA	Aéreo	Em exploração	AM 3x45	436,80
BJ30-23 SE ALJUSTREL-ODEMIRA	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	270,21
BJ30-23 SE ALJUSTREL-ODEMIRA	Aéreo	Em exploração	AM 3x45	941,93
BJ30-23 SE ALJUSTREL-ODEMIRA	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	184,63
BJ30-23 SE ALJUSTREL-ODEMIRA	Aéreo	Em exploração	Outro	1.304,65
BJ30-23 SE ALJUSTREL-ODEMIRA Total				**53.056,41**
BJ30-23-1 RELIQUIAS	Aéreo	Em exploração	Outro	106,58
BJ30-23-1 RELIQUIAS Total				**106,58**
BJ30-23-10 MONTE DA ESTRADA	Aéreo	Em exploração	Outro	859,80
BJ30-23-10 MONTE DA ESTRADA	Aéreo	Em exploração	AA 3x30	198,31
BJ30-23-10 MONTE DA ESTRADA	Aéreo	Em exploração	AA 3x30	533,87
BJ30-23-10 MONTE DA ESTRADA	Aéreo	Em exploração	AA 3x30	157,95
BJ30-23-10 MONTE DA ESTRADA	Aéreo	Em exploração	Outro	822,36
BJ30-23-10 MONTE DA ESTRADA	Aéreo	Em exploração	Outro	7,15
BJ30-23-10 MONTE DA ESTRADA	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	834,64
BJ30-23-10 MONTE DA ESTRADA	Aéreo	Em exploração	Outro	830,77
BJ30-23-10 MONTE DA ESTRADA	Aéreo	Em exploração	AA 3x30	1.318,50
BJ30-23-10 MONTE DA ESTRADA	Aéreo	Em exploração	AA 3x30	162,04
BJ30-23-10 MONTE DA ESTRADA Total				**5.725,39**
BJ30-23-10-1 VALE FERRO	Aéreo	Em exploração	Outro	199,95
BJ30-23-10-1 VALE FERRO	Aéreo	Em exploração	Outro	180,28
BJ30-23-10-1 VALE FERRO	Aéreo	Em exploração	Outro	176,63
BJ30-23-10-1 VALE FERRO Total				**556,85**
BJ30-23-10-1-1 CABACOS	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	809,38
BJ30-23-10-1-1 CABACOS	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	5,66
BJ30-23-10-1-1 CABACOS	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	408,05
BJ30-23-10-1-1 CABACOS	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	893,86
BJ30-23-10-1-1 CABACOS	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	161,22
BJ30-23-10-1-1 CABACOS	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	470,01
BJ30-23-10-1-1 CABACOS Total				**2.748,19**
BJ30-23-10-1-1-1 MONTE CHAICA	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	450,38
BJ30-23-10-1-1-1 MONTE CHAICA	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	8,92
BJ30-23-10-1-1-1 MONTE CHAICA Total				459,30
BJ30-23-10-1-1-2 Vale Pepino	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	1.426,65
BJ30-23-10-1-1-2 Vale Pepino	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	12,16
BJ30-23-10-1-1-2 Vale Pepino Total				**1.438,81**
BJ30-23-10-2 RIBEIRA DO SALTO	Aéreo	Em exploração	Outro	120,30
BJ30-23-10-2 RIBEIRA DO SALTO	Aéreo	Em exploração	Outro	482,24
BJ30-23-10-2 RIBEIRA DO SALTO Total				**602,54**
BJ30-23-10-3 JUNCALINHO	Aéreo	Em exploração	Outro	1,50
BJ30-23-10-3 JUNCALINHO	Aéreo	Em exploração	Outro	418,58
BJ30-23-10-3 JUNCALINHO	Aéreo	Em exploração	Outro	135,13
BJ30-23-10-3 JUNCALINHO Total				**555,21**
BJ30-23-10-4 MONTE DA ESTRADA (REGUENGO GRANDE)	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	1.110,67
BJ30-23-10-4 MONTE DA ESTRADA (REGUENGO GRANDE)	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	11,48
BJ30-23-10-4 MONTE DA ESTRADA (REGUENGO GRANDE)	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	1.639,91
BJ30-23-10-4 MONTE DA ESTRADA (REGUENGO GRANDE) Total				**2.762,06**
BJ30-23-10-4-1 Vale Figueira dos Condados	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	1.887,91
BJ30-23-10-4-1 Vale Figueira dos Condados	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	8,67
BJ30-23-10-4-1 Vale Figueira dos Condados Total				**1.896,58**
BJ30-23-10-5 MONTE DO PACO	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	151,72
BJ30-23-10-5 MONTE DO PACO Total				**151,72**
BJ30-23-10-6 RIBEIRA DO SALTO (PT2)	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	4,92
BJ30-23-10-6 RIBEIRA DO SALTO (PT2)	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	977,76
BJ30-23-10-6 RIBEIRA DO SALTO (PT2) Total				**982,68**
BJ30-23-11 PEREIRO GRANDE	Aéreo	Em exploração	Outro	623,02
BJ30-23-11 PEREIRO GRANDE	Aéreo	Em exploração	Outro	598,26
BJ30-23-11 PEREIRO GRANDE	Aéreo	Em exploração	Outro	148,07
BJ30-23-11 PEREIRO GRANDE	Aéreo	Em exploração	Outro	8,32
BJ30-23-11 PEREIRO GRANDE	Aéreo	Em exploração	Outro	703,41
BJ30-23-11 PEREIRO GRANDE	Aéreo	Em exploração	Outro	460,65
BJ30-23-11 PEREIRO GRANDE Total				**2.541,73**
BJ30-23-11-1 MONTE GAVIAO DE BAIXO	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	344,69
BJ30-23-11-1 MONTE GAVIAO DE BAIXO	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	6,45
BJ30-23-11-1 MONTE GAVIAO DE BAIXO	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	837,26
BJ30-23-11-1 MONTE GAVIAO DE BAIXO	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	914,21
BJ30-23-11-1 MONTE GAVIAO DE BAIXO Total				**2.102,62**
BJ30-23-11-1-1 Bilharó	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	276,43
BJ30-23-11-1-1 Bilharó	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	7,93
BJ30-23-11-1-1 Bilharó Total				**284,36**
BJ30-23-12 VALE DE COELHO	Aéreo	Em exploração	Outro	4,88
BJ30-23-12 VALE DE COELHO Total				**4,88**
BJ30-23-14 HERDADE DA LABORELA	Aéreo	Em exploração	Outro	114,78
BJ30-23-14 HERDADE DA LABORELA	Aéreo	Em exploração	Outro	5,37
BJ30-23-14 HERDADE DA LABORELA	Aéreo	Em exploração	Outro	572,06
BJ30-23-14 HERDADE DA LABORELA	Aéreo	Em exploração	Outro	100,09
BJ30-23-14 HERDADE DA LABORELA	Aéreo	Em exploração	Outro	116,79
BJ30-23-14 HERDADE DA LABORELA Total				**909,09**
BJ30-23-14-1 MONTE DA BOIZANA	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	12,44
BJ30-23-14-1 MONTE DA BOIZANA	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	1.105,44
BJ30-23-14-1 MONTE DA BOIZANA Total				**1.117,87**
BJ30-23-1-5 ESCOLA EB2.3 DE COLOS	Aéreo	Em exploração	unset	1,26
BJ30-23-1-5 ESCOLA EB2.3 DE COLOS	Aéreo	Em exploração	unset	2,00
BJ30-23-1-5 ESCOLA EB2.3 DE COLOS	Subterrâneo	Em exploração	LXHIOV-18/30 (36) kV 3x1x120	46,84
BJ30-23-1-5 ESCOLA EB2.3 DE COLOS Total				**50,10**
BJ30-23-15 FOROS DA VENDA	Aéreo	Em exploração	Outro	203,21
BJ30-23-15 FOROS DA VENDA	Aéreo	Em exploração	Outro	6,48
BJ30-23-15 FOROS DA VENDA Total				**209,69**
BJ30-23-16 Quinta do Monte Negro (Est.Acoril)	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	9,75
BJ30-23-16 Quinta do Monte Negro (Est.Acoril) Total				**9,75**
BJ30-23-19 MOTA E COMPANHIA (PEDREIRAS)	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	27,49
BJ30-23-19 MOTA E COMPANHIA (PEDREIRAS)	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	204,08
BJ30-23-19 MOTA E COMPANHIA (PEDREIRAS)	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	2.326,00
BJ30-23-19 MOTA E COMPANHIA (PEDREIRAS)	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	156,68

Linha MT- AT	Tipo	Situação	Designação do condutor	Comprimento (m)
BJ30-23-19 MOTA E COMPANHIA (PEDREIRAS)	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	830,09
BJ30-23-19 MOTA E COMPANHIA (PEDREIRAS)	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	1.794,13
BJ30-23-19 MOTA E COMPANHIA (PEDREIRAS)	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	203,18
BJ30-23-19 MOTA E COMPANHIA (PEDREIRAS)	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	136,51
BJ30-23-19 MOTA E COMPANHIA (PEDREIRAS)	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	2.386,15
BJ30-23-19 MOTA E COMPANHIA (PEDREIRAS)	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	7,13
BJ30-23-19 MOTA E COMPANHIA (PEDREIRAS)	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	658,96
BJ30-23-19 MOTA E COMPANHIA (PEDREIRAS)	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	485,18
BJ30-23-19 MOTA E COMPANHIA (PEDREIRAS)	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	2.005,17
BJ30-23-19 MOTA E COMPANHIA (PEDREIRAS)	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	413,38
BJ30-23-19 MOTA E COMPANHIA (PEDREIRAS)	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	504,48
BJ30-23-19 MOTA E COMPANHIA (PEDREIRAS) Total				**12.138,62**
BJ30-23-19-1 TECNOVIA (PEDREIRA)	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	113,79
BJ30-23-19-1 TECNOVIA (PEDREIRA)	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	5,99
BJ30-23-19-1 TECNOVIA (PEDREIRA)	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	286,11
BJ30-23-19-1 TECNOVIA (PEDREIRA)	Subterrâneo	Em exploração	LEHIV-18/30 (36) kV 3x1x70	6,67
BJ30-23-19-1 TECNOVIA (PEDREIRA) Total				**412,57**
BJ30-23-19-1-1 PEDREIRA NA HERDADE REGUENGO DE MATOS	Subterrâneo	Em exploração	LXHIOV-18/30 (36) kV 3x1x120	7,84
BJ30-23-19-1-1 PEDREIRA NA HERDADE REGUENGO DE MATOS	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	761,62
BJ30-23-19-1-1 PEDREIRA NA HERDADE REGUENGO DE MATOS	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	4,40
BJ30-23-19-1-1 PEDREIRA NA HERDADE REGUENGO DE MATOS Total				**773,85**
BJ30-23-19-2 QUINTA DO VALADÃO	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	1.150,21
BJ30-23-19-2 QUINTA DO VALADÃO	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	6,99
BJ30-23-19-2 QUINTA DO VALADÃO Total				**1.157,20**
BJ30-23-19-3 CONCEIÇÃO	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	300,79
BJ30-23-19-3 CONCEIÇÃO Total				**300,79**
BJ30-23-19-4 ALCARIAS	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	6,53
BJ30-23-19-4 ALCARIAS	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	963,13
BJ30-23-19-4 ALCARIAS Total				**969,66**
BJ30-23-19-5 ESTACAO DE OURIQUE	Aéreo	Em exploração	AA 3x30	205,71
BJ30-23-19-5 ESTACAO DE OURIQUE Total				**205,71**
BJ30-23-19-6 CAP AGUAS MESSEJANA	Aéreo	Em exploração	Outro	12,04
BJ30-23-19-6 CAP AGUAS MESSEJANA Total				**12,04**
BJ30-23-19-7 EST ELEV AGUAS CERRO RUIVO	Aéreo	Em exploração	AA 3x30	452,92
BJ30-23-19-7 EST ELEV AGUAS CERRO RUIVO	Aéreo	Em exploração	AA 3x30	6,52
BJ30-23-19-7 EST ELEV AGUAS CERRO RUIVO Total				**459,44**
BJ30-23-19-8 MONTE DOS ESTEIROS	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	94,10
BJ30-23-19-8 MONTE DOS ESTEIROS	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	10,86
BJ30-23-19-8 MONTE DOS ESTEIROS	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	1.994,80
BJ30-23-19-8 MONTE DOS ESTEIROS Total				**2.099,76**
BJ30-23-19-8-1 Var.(Monte dos Esteiros) - (SE Porteirinhos - SE Ourique)	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	5,54
BJ30-23-19-8-1 Var.(Monte dos Esteiros) - (SE Porteirinhos - SE Ourique)	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	3.724,04
BJ30-23-19-8-1 Var.(Monte dos Esteiros) - (SE Porteirinhos - SE Ourique) Total				**3.729,58**
BJ30-23-19-9 MONTE DA GAMITA (ANTENAS)	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	6,44
BJ30-23-19-9 MONTE DA GAMITA (ANTENAS)	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	1.688,16
BJ30-23-19-9 MONTE DA GAMITA (ANTENAS)	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	117,71
BJ30-23-19-9 MONTE DA GAMITA (ANTENAS) Total				**1.812,30**
BJ30-23-19-9-1 ESTAÇÃO F 157 - MONTE DO BREJO (TELECEL)	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	900,07
BJ30-23-19-9-1 ESTAÇÃO F 157 - MONTE DO BREJO (TELECEL)	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	246,37
BJ30-23-19-9-1 ESTAÇÃO F 157 - MONTE DO BREJO (TELECEL)	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	4,39
BJ30-23-19-9-1 ESTAÇÃO F 157 - MONTE DO BREJO (TELECEL)	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	155,30
BJ30-23-19-9-1 ESTAÇÃO F 157 - MONTE DO BREJO (TELECEL) Total				**1.306,13**
BJ30-23-2 VALE DE SANTIAGO	Aéreo	Em exploração	Outro	586,94
BJ30-23-2 VALE DE SANTIAGO	Aéreo	Em exploração	Outro	175,18
BJ30-23-2 VALE DE SANTIAGO	Aéreo	Em exploração	Outro	6,33
BJ30-23-2 VALE DE SANTIAGO	Aéreo	Em exploração	Outro	270,76
BJ30-23-2 VALE DE SANTIAGO	Aéreo	Em exploração	Outro	690,85
BJ30-23-2 VALE DE SANTIAGO	Aéreo	Em exploração	Outro	175,94
BJ30-23-2 VALE DE SANTIAGO	Aéreo	Em exploração	Outro	348,81
BJ30-23-2 VALE DE SANTIAGO Total				**2.254,82**
BJ30-23-20 CAP ÁGUAS VALE DE SANTIAGO	Aéreo	Em exploração	AA 3x30	5,07
BJ30-23-20 CAP ÁGUAS VALE DE SANTIAGO	Aéreo	Em exploração	AA 3x30	150,08
BJ30-23-20 CAP ÁGUAS VALE DE SANTIAGO	Aéreo	Em exploração	AA 3x30	501,69
BJ30-23-20 CAP ÁGUAS VALE DE SANTIAGO Total				**656,84**
BJ30-23-20-1 HERDADE CARAPETO	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	5,80
BJ30-23-20-1 HERDADE CARAPETO	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	185,82
BJ30-23-20-1 HERDADE CARAPETO	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	1.499,74
BJ30-23-20-1 HERDADE CARAPETO Total				**1.691,37**
BJ30-23-20-1-1 Herdade das Quintas	Aéreo	Em exploração	ASTER 55	1.308,69
BJ30-23-20-1-1 Herdade das Quintas	Aéreo	Em exploração	ASTER 55	9,96
BJ30-23-20-1-1 Herdade das Quintas Total				**1.318,65**
BJ30-23-2-1 HERDADE REGUENGO	Aéreo	Em exploração	Outro	6,30
BJ30-23-2-1 HERDADE REGUENGO	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	1.889,60
BJ30-23-2-1 HERDADE REGUENGO Total				**1.895,90**
BJ30-23-21 MONTE DA CAPELINHA	Aéreo	Em exploração	Outro	8,25
BJ30-23-21 MONTE DA CAPELINHA Total				**8,25**
BJ30-23-22 CORREGO DE AGUA	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	6,48
BJ30-23-22 CORREGO DE AGUA	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	641,70
BJ30-23-22 CORREGO DE AGUA Total				**648,18**
BJ30-23-23 Monte Muralhas	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	3,38
BJ30-23-23 Monte Muralhas	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	468,03
BJ30-23-23 Monte Muralhas	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	536,72
BJ30-23-23 Monte Muralhas Total				**1.008,13**
BJ30-23-23-1 Monte Tacão	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	1.973,34
BJ30-23-23-1 Monte Tacão	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	1.529,98
BJ30-23-23-1 Monte Tacão	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	2,04
BJ30-23-23-1 Monte Tacão Total				**3.505,36**
BJ30-23-23-1-1 Monte da Galeana	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	11,12
BJ30-23-23-1-1 Monte da Galeana Total				**11,12**
BJ30-23-24 STA LUZIA	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	6,53
BJ30-23-24 STA LUZIA	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	361,83
BJ30-23-24 STA LUZIA Total				**368,36**
BJ30-23-25 ALDEIA DOS ELVAS	Aéreo	Em exploração	Outro	16,77
BJ30-23-25 ALDEIA DOS ELVAS Total				**16,77**
BJ30-23-26 AGUENTINHA DO CAMPO	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	1.288,29
BJ30-23-26 AGUENTINHA DO CAMPO	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	4,52
BJ30-23-26 AGUENTINHA DO CAMPO	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	286,13
BJ30-23-26 AGUENTINHA DO CAMPO Total				**1.578,95**
BJ30-23-27 PORTELA NOVA	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	116,08
BJ30-23-27 PORTELA NOVA	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	8,84
BJ30-23-27 PORTELA NOVA Total				**124,92**
BJ30-23-28 SARDOA (GARVÃO)	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	1.312,10
BJ30-23-28 SARDOA (GARVÃO)	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	217,04
BJ30-23-28 SARDOA (GARVÃO)	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	7,29
BJ30-23-28 SARDOA (GARVÃO)	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	386,58
BJ30-23-28 SARDOA (GARVÃO)	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	95,62
BJ30-23-28 SARDOA (GARVÃO)	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	1.013,28
BJ30-23-28 SARDOA (GARVÃO)	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	2.982,02
BJ30-23-28 SARDOA (GARVÃO)	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	208,17
BJ30-23-28 SARDOA (GARVÃO) Total				**6.222,10**

Linha MT- AT	Tipo	Situação	Designação do condutor	Comprimento (m)
BJ30-23-28-1 LARGO (GARVÃO)	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	613,14
BJ30-23-28-1 LARGO (GARVÃO)	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	2,93
BJ30-23-28-1 LARGO (GARVÃO) Total				**616,07**
BJ30-23-28-2 FÁBRICA (GARVÃO)	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	9,60
BJ30-23-28-2 FÁBRICA (GARVÃO)	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	74,83
BJ30-23-28-2 FÁBRICA (GARVÃO)	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	647,11
BJ30-23-28-2 FÁBRICA (GARVÃO) Total				**731,54**
BJ30-23-28-2-1 Ribeira dos Cachoros	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	1.247,92
BJ30-23-28-2-1 Ribeira dos Cachoros	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	8,03
BJ30-23-28-2-1 Ribeira dos Cachoros	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	463,75
BJ30-23-28-2-1 Ribeira dos Cachoros Total				**1.719,71**
BJ30-23-28-2-1-1-1 Montaraz, Ldª (Garvão)	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	115,52
BJ30-23-28-2-1-1-1 Montaraz, Ldª (Garvão)	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	87,87
BJ30-23-28-2-1-1-1 Montaraz, Ldª (Garvão) Total				**203,39**
BJ30-23-28-2-1-1Cemitério (Garvão)	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	20,10
BJ30-23-28-2-1-1Cemitério (Garvão)	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	1.088,47
BJ30-23-28-2-1-1Cemitério (Garvão) Total				**1.108,57**
BJ30-23-28-3 FUNCHEIRA	Aéreo	Em exploração	AA 3x90	63,66
BJ30-23-28-3 FUNCHEIRA	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	191,95
BJ30-23-28-3 FUNCHEIRA	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	891,14
BJ30-23-28-3 FUNCHEIRA Total				**1.146,75**
BJ30-23-28-4 MONTE DA CRIMEIA NOVA	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	462,61
BJ30-23-28-4 MONTE DA CRIMEIA NOVA	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	7,51
BJ30-23-28-4 MONTE DA CRIMEIA NOVA Total				**470,13**
BJ30-23-28-5 MONTE NOVO DA PIEDADE	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	129,63
BJ30-23-28-5 MONTE NOVO DA PIEDADE Total				**129,63**
BJ30-23-29 LG CHAFARIZ (MESSEJANA)	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	6,39
BJ30-23-29 LG CHAFARIZ (MESSEJANA)	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	23,09
BJ30-23-29 LG CHAFARIZ (MESSEJANA)	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	477,26
BJ30-23-29 LG CHAFARIZ (MESSEJANA)	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	448,60
BJ30-23-29 LG CHAFARIZ (MESSEJANA) Total				**955,34**
BJ30-23-3 COLOS	Aéreo	Em exploração	Outro	1.126,86
BJ30-23-3 COLOS	Aéreo	Em exploração	Outro	6,65
BJ30-23-3 COLOS	Aéreo	Em exploração	Outro	14,27
BJ30-23-3 COLOS	Aéreo	Em exploração	Outro	86,59
BJ30-23-3 COLOS	Aéreo	Em exploração	Outro	830,36
BJ30-23-3 COLOS	Aéreo	Em exploração	Outro	185,63
BJ30-23-3 COLOS	Aéreo	Em exploração	Outro	151,57
BJ30-23-3 COLOS Total				**2.401,93**
BJ30-23-30 R NOVA POMBAIS (MESSEJANA)	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	8,69
BJ30-23-30 R NOVA POMBAIS (MESSEJANA)	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	66,22
BJ30-23-30 R NOVA POMBAIS (MESSEJANA)	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	191,67
BJ30-23-30 R NOVA POMBAIS (MESSEJANA)	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	1.080,22
BJ30-23-30 R NOVA POMBAIS (MESSEJANA)	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	344,32
BJ30-23-30 R NOVA POMBAIS (MESSEJANA) Total				**1.691,12**
BJ30-23-30-1 HERDADE DO REGUENGO	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	1.294,51
BJ30-23-30-1 HERDADE DO REGUENGO	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	84,87
BJ30-23-30-1 HERDADE DO REGUENGO	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	6,20
BJ30-23-30-1 HERDADE DO REGUENGO	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	815,83
BJ30-23-30-1 HERDADE DO REGUENGO Total				**2.201,41**
BJ30-23-30-1-1 HERDADE DO REGUENGO (BARRAGEM)	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	7,75
BJ30-23-30-1-1 HERDADE DO REGUENGO (BARRAGEM)	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	1.510,69
BJ30-23-30-1-1 HERDADE DO REGUENGO (BARRAGEM) Total				**1.518,44**
BJ30-23-30-3 MESSEJANA (ANTENAS)	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	311,02
BJ30-23-30-3 MESSEJANA (ANTENAS)	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	8,00
BJ30-23-30-3 MESSEJANA (ANTENAS) Total				**319,02**
BJ30-23-3-1 CAP AGUAS COLOS	Aéreo	Em exploração	Outro	8,48
BJ30-23-3-1 CAP AGUAS COLOS	Aéreo	Em exploração	Outro	440,00
BJ30-23-3-1 CAP AGUAS COLOS	Aéreo	Em exploração	Outro	21,93
BJ30-23-3-1 CAP AGUAS COLOS	Aéreo	Em exploração	Outro	139,79
BJ30-23-3-1 CAP AGUAS COLOS	Aéreo	Em exploração	Outro	219,19
BJ30-23-3-1 CAP AGUAS COLOS	Aéreo	Em exploração	Outro	118,24
BJ30-23-3-1 CAP AGUAS COLOS	Aéreo	Em exploração	Outro	139,74
BJ30-23-3-1 CAP AGUAS COLOS	Aéreo	Em exploração	Outro	644,57
BJ30-23-3-1 CAP AGUAS COLOS	Aéreo	Em exploração	AA 3x30	105,79
BJ30-23-3-1 CAP AGUAS COLOS	Aéreo	Em exploração	AA 3x30	649,65
BJ30-23-3-1 CAP AGUAS COLOS Total				**2.487,37**
BJ30-23-31 PANÓIAS	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	635,31
BJ30-23-31 PANÓIAS	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	125,54
BJ30-23-31 PANÓIAS	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	3.103,06
BJ30-23-31 PANÓIAS	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	4,67
BJ30-23-31 PANÓIAS	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	354,82
BJ30-23-31 PANÓIAS	Aéreo	Em exploração	AA 3x90	399,79
BJ30-23-31 PANÓIAS	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	989,33
BJ30-23-31 PANÓIAS Total				**5.612,51**
BJ30-23-3-1-1 CAMPO REDONDO	Aéreo	Em exploração	AA 3x30	149,18
BJ30-23-3-1-1 CAMPO REDONDO Total				**149,18**
BJ30-23-31-1 SE PANÓIAS	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	2,00
BJ30-23-31-1 SE PANÓIAS	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	96,59
BJ30-23-31-1 SE PANÓIAS Total				**98,59**
BJ30-23-3-1-1-2-3-3-2 Variante Casa Velha Velha - Hd. Casa Velha Fornalhas	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	1.272,43
BJ30-23-3-1-1-2-3-3-2 Variante Casa Velha Velha - Hd. Casa Velha Fornalhas Total				**1.272,43**
BJ30-23-31-2 Monte Ruivo do Ameixial	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	1.339,81
BJ30-23-31-2 Monte Ruivo do Ameixial	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	4,26
BJ30-23-31-2 Monte Ruivo do Ameixial	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	992,48
BJ30-23-31-2 Monte Ruivo do Ameixial Total				**2.336,55**
BJ30-23-3-1-2 R NOVA (COLOS)	Aéreo	Em exploração	Outro	96,31
BJ30-23-3-1-2 R NOVA (COLOS) Total				**96,31**
BJ30-23-31-2-1 Monte Novo do Ameixial	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	439,15
BJ30-23-31-2-1 Monte Novo do Ameixial	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	113,00
BJ30-23-31-2-1 Monte Novo do Ameixial Total				**552,15**
BJ30-23-3-1-3 SOC AZEITES PARRINHA	Aéreo	Em exploração	Outro	8,97
BJ30-23-3-1-3 SOC AZEITES PARRINHA Total				**8,97**
BJ30-23-3-1-4 HERDADE RABACA	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	7,13
BJ30-23-3-1-4 HERDADE RABACA	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	1.332,56
BJ30-23-3-1-4 HERDADE RABACA Total				**1.339,69**
BJ30-23-3-1-6 Coito Grande	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	528,50
BJ30-23-3-1-6 Coito Grande	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	6,37
BJ30-23-3-1-6 Coito Grande Total				**534,87**
BJ30-23-3-2 HERDADE MARUJO	Aéreo	Em exploração	Outro	1.025,63
BJ30-23-3-2 HERDADE MARUJO	Aéreo	Em exploração	Outro	44,32
BJ30-23-3-2 HERDADE MARUJO Total				**1.069,95**
BJ30-23-33 FONTE BOA DE BAIXO	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	6,34
BJ30-23-33 FONTE BOA DE BAIXO Total				**6,34**
BJ30-23-34 HERDADE VALE ROMEIRAS	Aéreo	Em exploração	Outro	955,29
BJ30-23-34 HERDADE VALE ROMEIRAS	Aéreo	Em exploração	Outro	5,69
BJ30-23-34 HERDADE VALE ROMEIRAS Total				**960,98**
BJ30-23-36 RUA PORTELA DO CARVALHAL (RELIQUIAS)	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	162,98
BJ30-23-36 RUA PORTELA DO CARVALHAL (RELIQUIAS)	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	31,49
BJ30-23-36 RUA PORTELA DO CARVALHAL (RELIQUIAS) Total				**194,47**

Linha MT- AT	Tipo	Situação	Designação do condutor	Comprimento (m)
BJ30-23-37 HERDADE DAS PARREIRAS	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	2.073,80
BJ30-23-37 HERDADE DAS PARREIRAS	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	8,53
BJ30-23-37 HERDADE DAS PARREIRAS Total				**2.082,33**
BJ30-23-38 GAVIAO	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	5,15
BJ30-23-38 GAVIAO	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	702,33
BJ30-23-38 GAVIAO	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	707,00
BJ30-23-38 GAVIAO	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	909,81
BJ30-23-38 GAVIAO Total				**2.324,29**
BJ30-23-39 ESTAÇÃO C2 106 S3 - C98 VALE COELHO (OPTIMUS)	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	920,97
BJ30-23-39 ESTAÇÃO C2 106 S3 - C98 VALE COELHO (OPTIMUS)	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	152,88
BJ30-23-39 ESTAÇÃO C2 106 S3 - C98 VALE COELHO (OPTIMUS)	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	467,69
BJ30-23-39 ESTAÇÃO C2 106 S3 - C98 VALE COELHO (OPTIMUS)	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	9,76
BJ30-23-39 ESTAÇÃO C2 106 S3 - C98 VALE COELHO (OPTIMUS) Total				**1.551,29**
BJ30-23-4 S MARTINHO DAS AMOREIRAS	Aéreo	Em exploração	AA 3x30	6,87
BJ30-23-4 S MARTINHO DAS AMOREIRAS	Aéreo	Em exploração	AA 3x30	491,99
BJ30-23-4 S MARTINHO DAS AMOREIRAS	Aéreo	Em exploração	AA 3x30	75,26
BJ30-23-4 S MARTINHO DAS AMOREIRAS	Aéreo	Em exploração	Outro	588,44
BJ30-23-4 S MARTINHO DAS AMOREIRAS	Aéreo	Em exploração	Outro	564,96
BJ30-23-4 S MARTINHO DAS AMOREIRAS	Aéreo	Em exploração	Outro	373,65
BJ30-23-4 S MARTINHO DAS AMOREIRAS	Aéreo	Em exploração	Outro	3,28
BJ30-23-4 S MARTINHO DAS AMOREIRAS	Aéreo	Em exploração	Outro	1.878,20
BJ30-23-4 S MARTINHO DAS AMOREIRAS	Aéreo	Em exploração	Outro	270,66
BJ30-23-4 S MARTINHO DAS AMOREIRAS	Aéreo	Em exploração	Outro	76,39
BJ30-23-4 S MARTINHO DAS AMOREIRAS	Aéreo	Em exploração	Outro	786,79
BJ30-23-4 S MARTINHO DAS AMOREIRAS	Aéreo	Em exploração	Outro	410,30
BJ30-23-4 S MARTINHO DAS AMOREIRAS	Aéreo	Em exploração	AA 3x30	508,24
BJ30-23-4 S MARTINHO DAS AMOREIRAS	Aéreo	Em exploração	Outro	326,41
BJ30-23-4 S MARTINHO DAS AMOREIRAS	Aéreo	Em exploração	Outro	400,71
BJ30-23-4 S MARTINHO DAS AMOREIRAS	Aéreo	Em exploração	Outro	238,00
BJ30-23-4 S MARTINHO DAS AMOREIRAS	Aéreo	Em exploração	Outro	396,74
BJ30-23-4 S MARTINHO DAS AMOREIRAS	Aéreo	Em exploração	Outro	301,20
BJ30-23-4 S MARTINHO DAS AMOREIRAS	Aéreo	Em exploração	Outro	174,47
BJ30-23-4 S MARTINHO DAS AMOREIRAS	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	192,90
BJ30-23-4 S MARTINHO DAS AMOREIRAS Total				**8.065,48**
BJ30-23-40 VALE COLMEIAS	Aéreo	Em exploração	AM 3x45	16,44
BJ30-23-40 VALE COLMEIAS Total				**16,44**
BJ30-23-4-1 EST DAS AMOREIRAS	Aéreo	Em exploração	Outro	107,07
BJ30-23-4-1 EST DAS AMOREIRAS	Aéreo	Em exploração	Outro	78,38
BJ30-23-4-1 EST DAS AMOREIRAS	Aéreo	Em exploração	Outro	118,11
BJ30-23-4-1 EST DAS AMOREIRAS	Aéreo	Em exploração	Outro	171,12
BJ30-23-4-1 EST DAS AMOREIRAS	Aéreo	Em exploração	Outro	338,47
BJ30-23-4-1 EST DAS AMOREIRAS Total				**813,14**
BJ30-23-41 MONTE CARRASCOS (RELIQUIAS)	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	7,40
BJ30-23-41 MONTE CARRASCOS (RELIQUIAS)	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	425,99
BJ30-23-41 MONTE CARRASCOS (RELIQUIAS) Total				**433,39**
BJ30-23-4-1-1 Silva e Julio (Amoreiras-Gare)	Aéreo	Em exploração	Outro	7,40
BJ30-23-4-1-1 Silva e Julio (Amoreiras-Gare)	Aéreo	Em exploração	Outro	139,88
BJ30-23-4-1-1 Silva e Julio (Amoreiras-Gare) Total				**147,28**
BJ30-23-4-1-1-1 Vale de Água/Nascedios	Aéreo	Em exploração	Outro	8,76
BJ30-23-4-1-1-1 Vale de Água/Nascedios	Aéreo	Em exploração	Outro	128,81
BJ30-23-4-1-1-1 Vale de Água/Nascedios	Aéreo	Em exploração	Outro	109,63
BJ30-23-4-1-1-1 Vale de Água/Nascedios	Aéreo	Em exploração	Outro	366,23
BJ30-23-4-1-1-1 Vale de Água/Nascedios Total				**613,43**
BJ30-23-4-1-1-1-1 Lot.Municipal de Amoreiras-Gare	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	262,63
BJ30-23-4-1-1-1-1 Lot.Municipal de Amoreiras-Gare	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	7,00
BJ30-23-4-1-1-1-1 Lot.Municipal de Amoreiras-Gare	Subterrâneo	Em exploração	LXHIOV-18/30(36)kV 3x(1x120)	13,46
BJ30-23-4-1-1-1-1 Lot.Municipal de Amoreiras-Gare Total				**283,10**
BJ30-23-4-2 ALDEIA DAS AMOREIRAS	Aéreo	Em exploração	AA 3x30	155,96
BJ30-23-4-2 ALDEIA DAS AMOREIRAS	Aéreo	Em exploração	Outro	135,25
BJ30-23-4-2 ALDEIA DAS AMOREIRAS	Aéreo	Em exploração	Outro	533,15
BJ30-23-4-2 ALDEIA DAS AMOREIRAS	Aéreo	Em exploração	Outro	255,34
BJ30-23-4-2 ALDEIA DAS AMOREIRAS	Aéreo	Em exploração	Outro	625,84
BJ30-23-4-2 ALDEIA DAS AMOREIRAS	Aéreo	Em exploração	Outro	236,82
BJ30-23-4-2 ALDEIA DAS AMOREIRAS	Aéreo	Em exploração	Outro	266,98
BJ30-23-4-2 ALDEIA DAS AMOREIRAS Total				**2.209,34**
BJ30-23-42 BARRACÕES	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	572,87
BJ30-23-42 BARRACÕES	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	6,84
BJ30-23-42 BARRACÕES Total				**579,71**
BJ30-23-4-2-1 MONTE VALE DE CUBA	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	7,51
BJ30-23-4-2-1 MONTE VALE DE CUBA	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	1.925,82
BJ30-23-4-2-1 MONTE VALE DE CUBA Total				**1.933,33**
BJ30-23-4-2-2 Garcia Galego	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	1.147,60
BJ30-23-4-2-2 Garcia Galego	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	3,00
BJ30-23-4-2-2 Garcia Galego	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	1.774,35
BJ30-23-4-2-2 Garcia Galego Total				**2.924,94**
BJ30-23-4-2-2-1 Monte Ferroso	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	472,25
BJ30-23-4-2-2-1 Monte Ferroso Total				**472,25**
BJ30-23-4-2-3 Boavista e Casas Novas	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	548,44
BJ30-23-4-2-3 Boavista e Casas Novas	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	6,49
BJ30-23-4-2-3 Boavista e Casas Novas Total				**554,92**
BJ30-23-4-3 CAP AGUAS S MARTINHO DAS AMOREIRAS	Aéreo	Em exploração	Outro	343,38
BJ30-23-4-3 CAP AGUAS S MARTINHO DAS AMOREIRAS	Aéreo	Em exploração	Outro	322,20
BJ30-23-4-3 CAP AGUAS S MARTINHO DAS AMOREIRAS	Aéreo	Em exploração	Outro	321,07
BJ30-23-4-3 CAP AGUAS S MARTINHO DAS AMOREIRAS	Aéreo	Em exploração	Outro	707,27
BJ30-23-4-3 CAP AGUAS S MARTINHO DAS AMOREIRAS	Aéreo	Em exploração	Outro	315,79
BJ30-23-4-3 CAP AGUAS S MARTINHO DAS AMOREIRAS Total				**2.009,71**
BJ30-23-43 MONTES ABERTA E MALVEIROS	Aéreo	Em exploração	Outro	380,13
BJ30-23-43 MONTES ABERTA E MALVEIROS	Aéreo	Em exploração	Outro	5,09
BJ30-23-43 MONTES ABERTA E MALVEIROS Total				**385,22**
BJ30-23-4-3-1 Corte Malhão	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	127,60
BJ30-23-4-3-1 Corte Malhão	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	1.067,17
BJ30-23-4-3-1 Corte Malhão	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	320,89
BJ30-23-4-3-1 Corte Malhão	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	583,39
BJ30-23-4-3-1 Corte Malhão	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	1.128,82
BJ30-23-4-3-1 Corte Malhão	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	596,48
BJ30-23-4-3-1 Corte Malhão	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	523,37
BJ30-23-4-3-1 Corte Malhão	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	1.355,69
BJ30-23-4-3-1 Corte Malhão	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	756,92
BJ30-23-4-3-1 Corte Malhão Total				**6.460,32**
BJ30-23-4-3-1-1 Monte do Cerro	Aéreo	Em exploração	AA 3x30	52,59
BJ30-23-4-3-1-1 Monte do Cerro	Aéreo	Em exploração	AA 3x30	5,70
BJ30-23-4-3-1-1 Monte do Cerro Total				**58,29**
BJ30-23-4-3-1-2 Vinhas e Selão	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	1,30
BJ30-23-4-3-1-2 Vinhas e Selão	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	140,70
BJ30-23-4-3-1-2 Vinhas e Selão Total				**142,00**
BJ30-23-4-3-1-3 Monte Beirão	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	1.611,74
BJ30-23-4-3-1-3 Monte Beirão	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	3,53
BJ30-23-4-3-1-3 Monte Beirão	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	994,19
BJ30-23-4-3-1-3 Monte Beirão Total				**2.609,46**
BJ30-23-4-3-1-3-1 Monte do Almograve	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	131,62
BJ30-23-4-3-1-3-1 Monte do Almograve Total				**131,62**

Linha MT- AT	Tipo	Situação	Designação do condutor	Comprimento (m)
BJ30-23-4-3-1-4 Montes Flores, Brejo e Novo da Horta	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	3,48
BJ30-23-4-3-1-4 Montes Flores, Brejo e Novo da Horta	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	248,21
BJ30-23-4-3-1-4 Montes Flores, Brejo e Novo da Horta Total				**251,69**
BJ30-23-4-3-1-5 Monte Novo das Laranjeiras	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	3,76
BJ30-23-4-3-1-5 Monte Novo das Laranjeiras	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	998,15
BJ30-23-4-3-1-5 Monte Novo das Laranjeiras	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	796,47
BJ30-23-4-3-1-5 Monte Novo das Laranjeiras Total				**1.798,38**
BJ30-23-4-3-1-5-1 Monte Chacim	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	10,00
BJ30-23-4-3-1-5-1 Monte Chacim Total				**10,00**
BJ30-23-4-3-2 E.N 123 (S. MARTINHO DAS AMOREIRAS)	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	391,51
BJ30-23-4-3-2 E.N 123 (S. MARTINHO DAS AMOREIRAS)	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	7,41
BJ30-23-4-3-2 E.N 123 (S. MARTINHO DAS AMOREIRAS) Total				**398,92**
BJ30-23-4-3-3 MARAVILHAS	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	889,96
BJ30-23-4-3-3 MARAVILHAS	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	5,69
BJ30-23-4-3-3 MARAVILHAS Total				**895,65**
BJ30-23-4-3-4 VALE DE BRIQUE	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	99,17
BJ30-23-4-3-4 VALE DE BRIQUE	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	4,11
BJ30-23-4-3-4 VALE DE BRIQUE Total				**103,28**
BJ30-23-4-4 VALE DE AGUA	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	8,32
BJ30-23-4-4 VALE DE AGUA Total				**8,32**
BJ30-23-4-5 CONQUEIROS	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	7,23
BJ30-23-4-5 CONQUEIROS	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	733,20
BJ30-23-4-5 CONQUEIROS Total				**740,43**
BJ30-23-4-6 CHAIÇA MADRIZ	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	885,38
BJ30-23-4-6 CHAIÇA MADRIZ	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	5,72
BJ30-23-4-6 CHAIÇA MADRIZ	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	413,13
BJ30-23-4-6 CHAIÇA MADRIZ	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	1.398,24
BJ30-23-4-6 CHAIÇA MADRIZ	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	1.133,66
BJ30-23-4-6 CHAIÇA MADRIZ Total				**3.836,14**
BJ30-23-46 SALTINHO	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	6,72
BJ30-23-46 SALTINHO Total				**6,72**
BJ30-23-4-6-1 VALE DA VINHA	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	66,15
BJ30-23-4-6-1 VALE DA VINHA	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	434,56
BJ30-23-4-6-1 VALE DA VINHA	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	188,58
BJ30-23-4-6-1 VALE DA VINHA Total				**689,29**
BJ30-23-4-6-2 SALGUEIRO	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	8,62
BJ30-23-4-6-2 SALGUEIRO Total				**8,62**
BJ30-23-4-6-3 VALE DA LANDE	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	549,49
BJ30-23-4-6-3 VALE DA LANDE	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	85,83
BJ30-23-4-6-3 VALE DA LANDE Total				**635,32**
BJ30-23-47 Zona Industrial de Messejana	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	3,00
BJ30-23-47 Zona Industrial de Messejana	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	530,17
BJ30-23-47 Zona Industrial de Messejana	Subterrâneo	Em exploração	LXHIOV-18/30(36)kV 3x(1x120)	143,04
BJ30-23-47 Zona Industrial de Messejana Total				**676,21**
BJ30-23-48 Poço Moiro	Aéreo	Em exploração	AM 3x45	11,53
BJ30-23-48 Poço Moiro	Aéreo	Em exploração	AM 3x45	816,25
BJ30-23-48 Poço Moiro Total				**827,78**
BJ30-23-50 Herdade do Reguengo	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	861,81
BJ30-23-50 Herdade do Reguengo	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	20,00
BJ30-23-50 Herdade do Reguengo Total				**881,81**
BJ30-23-7 TORRE VÃ	Aéreo	Em exploração	Outro	167,90
BJ30-23-7 TORRE VÃ	Aéreo	Em exploração	AM 3x45	1.278,14
BJ30-23-7 TORRE VÃ	Aéreo	Em exploração	AA 3x30	151,49
BJ30-23-7 TORRE VÃ	Aéreo	Em exploração	Outro	1.615,07
BJ30-23-7 TORRE VÃ	Aéreo	Em exploração	AA 3x30	320,43
BJ30-23-7 TORRE VÃ	Aéreo	Em exploração	AM 3x45	327,65
BJ30-23-7 TORRE VÃ	Aéreo	Em exploração	AM 3x45	714,84
BJ30-23-7 TORRE VÃ	Aéreo	Em exploração	AM 3x45	1.033,77
BJ30-23-7 TORRE VÃ	Aéreo	Em exploração	AA 3x30	11,90
BJ30-23-7 TORRE VÃ	Aéreo	Em exploração	AM 3x45	519,14
BJ30-23-7 TORRE VÃ Total				**6.140,33**
BJ30-23-7-1 FORNALHAS VELHAS	Aéreo	Em exploração	Outro	191,42
BJ30-23-7-1 FORNALHAS VELHAS	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	578,17
BJ30-23-7-1 FORNALHAS VELHAS	Aéreo	Em exploração	Outro	6,97
BJ30-23-7-1 FORNALHAS VELHAS	Aéreo	Em exploração	Outro	1.599,14
BJ30-23-7-1 FORNALHAS VELHAS	Aéreo	Em exploração	Outro	431,17
BJ30-23-7-1 FORNALHAS VELHAS	Aéreo	Em exploração	Outro	1.546,62
BJ30-23-7-1 FORNALHAS VELHAS	Aéreo	Em exploração	Outro	433,21
BJ30-23-7-1 FORNALHAS VELHAS	Aéreo	Em exploração	AA 3x30	60,20
BJ30-23-7-1 FORNALHAS VELHAS	Aéreo	Em exploração	AM 3x45	295,69
BJ30-23-7-1 FORNALHAS VELHAS Total				**5.142,58**
BJ30-23-7-1-1 FORNALHAS NOVAS	Aéreo	Em exploração	Outro	783,98
BJ30-23-7-1-1 FORNALHAS NOVAS	Aéreo	Em exploração	Outro	729,04
BJ30-23-7-1-1 FORNALHAS NOVAS	Aéreo	Em exploração	Outro	9,63
BJ30-23-7-1-1 FORNALHAS NOVAS	Aéreo	Em exploração	Outro	1.258,14
BJ30-23-7-1-1 FORNALHAS NOVAS Total				**2.780,80**
BJ30-23-7-1-1-1 CASTELO VELHO	Aéreo	Em exploração	AA 3x30	638,12
BJ30-23-7-1-1-1 CASTELO VELHO	Aéreo	Em exploração	AA 3x30	205,68
BJ30-23-7-1-1-1 CASTELO VELHO	Aéreo	Em exploração	AA 3x30	5,99
BJ30-23-7-1-1-1 CASTELO VELHO	Aéreo	Em exploração	AA 3x30	546,24
BJ30-23-7-1-1-1 CASTELO VELHO	Aéreo	Em exploração	AA 3x30	567,90
BJ30-23-7-1-1-1 CASTELO VELHO Total				**1.963,93**
BJ30-23-7-1-1-1-1 VALE VERDE/FORNALHAS NOVAS	Aéreo	Em exploração	AA 3x30	246,50
BJ30-23-7-1-1-1-1 VALE VERDE/FORNALHAS NOVAS Total				**246,50**
BJ30-23-7-1-1-1-2 Barradinha	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	709,17
BJ30-23-7-1-1-1-2 Barradinha	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	6,50
BJ30-23-7-1-1-1-2 Barradinha	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	1.532,31
BJ30-23-7-1-1-1-2 Barradinha Total				**2.247,98**
BJ30-23-7-1-1-1-2-1 Monte Novo da Guarita	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	410,33
BJ30-23-7-1-1-1-2-1 Monte Novo da Guarita Total				**410,33**
BJ30-23-7-1-1-1-3 Herdade Casa Velha das Fornalhas	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	7,00
BJ30-23-7-1-1-1-3 Herdade Casa Velha das Fornalhas	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	120,51
BJ30-23-7-1-1-1-3 Herdade Casa Velha das Fornalhas	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	1.392,26
BJ30-23-7-1-1-1-3 Herdade Casa Velha das Fornalhas Total				**1.519,77**
BJ30-23-7-1-1-2 FOROS DAS FORNALHAS VELHAS	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	504,03
BJ30-23-7-1-1-2 FOROS DAS FORNALHAS VELHAS	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	6,73
BJ30-23-7-1-1-2 FOROS DAS FORNALHAS VELHAS Total				**510,76**
BJ30-23-7-1-3 MONTE GANCHINHO	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	861,74
BJ30-23-7-1-3 MONTE GANCHINHO	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	940,12
BJ30-23-7-1-3 MONTE GANCHINHO	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	145,40
BJ30-23-7-1-3 MONTE GANCHINHO	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	6,43
BJ30-23-7-1-3 MONTE GANCHINHO Total				**1.953,69**
BJ30-23-7-1-3-1 HERDADE DO ALGAREME	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	9,27
BJ30-23-7-1-3-1 HERDADE DO ALGAREME Total				**9,27**
BJ30-23-7-1-4 ESTAÇÃO REFER (TORRE VÃ)	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	941,29
BJ30-23-7-1-4 ESTAÇÃO REFER (TORRE VÃ)	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	7,41
BJ30-23-7-1-4 ESTAÇÃO REFER (TORRE VÃ) Total				**948,70**
BJ30-23-7-2 S ROMÃO DE PANÓIAS	Aéreo	Em exploração	AM 3x45	1.820,85
BJ30-23-7-2 S ROMÃO DE PANÓIAS	Aéreo	Em exploração	AM 3x45	7,88
BJ30-23-7-2 S ROMÃO DE PANÓIAS Total				**1.828,73**
BJ30-23-7-3 HERDADE VALE DE COELHEIROS	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	10,14
BJ30-23-7-3 HERDADE VALE DE COELHEIROS	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	117,25
Linha MT- AT	Tipo	Situação	Designação do condutor	Comprimento (m)
BJ30-23-7-3 HERDADE VALE DE COELHEIROS	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	2.191,98

BJ30-23-7-3 HERDADE VALE DE COELHEIROS	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	81,77
BJ30-23-7-3 HERDADE VALE DE COELHEIROS Total				**2.401,13**
BJ30-23-7-3-1 Vale Coelheiros (Rega)	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	122,02
BJ30-23-7-3-1 Vale Coelheiros (Rega)	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	295,70
BJ30-23-7-3-1 Vale Coelheiros (Rega)	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	2,27
BJ30-23-7-3-1 Vale Coelheiros (Rega) Total				**419,99**
BJ30-23-7-3-1-1 Assentes de Vale de Coelheiros	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	1.078,85
BJ30-23-7-3-1-1 Assentes de Vale de Coelheiros	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	15,17
BJ30-23-7-3-1-1 Assentes de Vale de Coelheiros Total				**1.094,02**
BJ30-23-7-3-2 Hde. de Vale da Palha (Barragem)	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	372,08
BJ30-23-7-3-2 Hde. de Vale da Palha (Barragem)	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	3,00
BJ30-23-7-3-2 Hde. de Vale da Palha (Barragem) Total				**375,08**
BJ30-23-7-4 MONTE SERRO (TELECEL)	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	11,53
BJ30-23-7-4 MONTE SERRO (TELECEL)	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	383,44
BJ30-23-7-4 MONTE SERRO (TELECEL) Total				**394,97**
BJ30-23-7-6 H. DA TORRE VÃ Z. OCIDENTAL (PT1)	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	8,10
BJ30-23-7-6 H. DA TORRE VÃ Z. OCIDENTAL (PT1)	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	521,55
BJ30-23-7-6 H. DA TORRE VÃ Z. OCIDENTAL (PT1)	Subterrâneo	Em exploração	LXHIOV-18/30 (36) kV 3x1x120	4,40
BJ30-23-7-6 H. DA TORRE VÃ Z. OCIDENTAL (PT1)	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	434,21
BJ30-23-7-6 H. DA TORRE VÃ Z. OCIDENTAL (PT1)	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	204,54
BJ30-23-7-6 H. DA TORRE VÃ Z. OCIDENTAL (PT1)	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	603,59
BJ30-23-7-6 H. DA TORRE VÃ Z. OCIDENTAL (PT1)	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	459,72
BJ30-23-7-6 H. DA TORRE VÃ Z. OCIDENTAL (PT1)	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	356,57
BJ30-23-7-6 H. DA TORRE VÃ Z. OCIDENTAL (PT1) Total				**2.592,69**
BJ30-23-7-6-1 Hde.da Torre Vã-Ocidental (PT2)	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	10,00
BJ30-23-7-6-1 Hde.da Torre Vã-Ocidental (PT2) Total				**10,00**
BJ30-23-7-6-2 Herdade Vale da Palha	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	11,00
BJ30-23-7-6-2 Herdade Vale da Palha Total				**11,00**
BJ30-23-7-6-3 Herdade do Nó	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	1.469,82
BJ30-23-7-6-3 Herdade do Nó	Aéreo	Em exploração	AA 3x50	16,74
BJ30-23-7-6-3 Herdade do Nó Total				**1.486,56**
BJ30-23-8 HERDADE MONTE NEGRO (JOSÉ J L BRITO PAES)	Aéreo	Em exploração	AA 3x30	8,15
BJ30-23-8 HERDADE MONTE NEGRO (JOSÉ J L BRITO PAES)	Aéreo	Em exploração	AA 3x30	540,37
BJ30-23-8 HERDADE MONTE NEGRO (JOSÉ J L BRITO PAES)	Subterrâneo	Em exploração	unset	3,00
BJ30-23-8 HERDADE MONTE NEGRO (JOSÉ J L BRITO PAES)	Aéreo	Desligado/Reserva	AA 3x50	1,25
BJ30-23-8 HERDADE MONTE NEGRO (JOSÉ J L BRITO PAES) Total				**552,76**
Total Linha BJ30.23 Aljustrel - Odemira				**240.504,60**

A.3

Linha BJ30.23 Aljustrel-Odemira

Potências instaladas na linha

Id	Nome	Classe	Potência Instalada (kVA)	Elasticidade	Zona	Simultaneidade (%)	Carga Assignada (%)
0212C3053100	Herdade Vale da Palha	PTC	100	0	A	100	100
0212C3052600	HERDADE ALGAREME	PTC	160	0	A	100	100
0212C3052300	HERD. REGUENGO MATOS	PTC	1.000	0	A	100	100
0212C3052200	VALE COELHO (OPTIMUS)	PTC	50	0	A	100	100
0211C3052300	CAP AGUAS VALE DE SANTIAGO	PTC	50	0	A	100	100
0212C3051900	ESTAÇÃO 008 S3-MTE. DO BREJO (	PTC	50	0	A	100	100
0212C3052100	TELECEL - MTE BREJO	PTC	50	0	A	100	100
0212C3052400	EST.REFER(TORRE VÃ)	PTC	25	0	A	100	100
0212C3050300	MTE DA LABORELA	PTC	50	0	A	100	100
0212C3053300	Hde.de Vale da Palha (Barragem	PTC	160	0	A	100	100
0211C3061600	COITO GRANDE	PTC	50	0	A	100	100
0201C3052600	CAP AGUAS MESSEJANA	PTC	50	0	A	100	100
0212C3053200	QUINTA DO MONTE NEGRO (Est.Aco	PTC	50	0	A	100	100
0206C3052000	EST ELEV AGUAS CERRO RUIVO	PTC	100	0	A	100	100
0206C3051500	TECNOVIA (PEDREIRA)	PTC	800	0	A	100	100
0211C3053700	SOC AZEITES PARRINHA	PTC	160	0	A	100	100
0211C3052100	CAP AGUAS COLOS	PTC	50	0	A	100	100
58769859	MESSEJANA (ANTENAS)	PT	50	0	A	100	100
71461111	MONTE DO PACO	PT	25	0	A	100	100
57037010	PANÓIAS	PT	250	0	A	100	100
218713792	MONTE DO ALMOGRAVE	PT	50	0	A	100	100
180069625	RIBEIRA DOS CACHORROS	PT	100	0	A	100	100
57037042	CONCEIÇÃO	PT	160	0	A	100	100
71461175	EST DAS AMOREIRAS	PT	160	0	A	100	100
57037074	MONTE NOVO DA PIEDADE	PT	50	0	A	100	100
71461215	MONTE VALE DE CUBA	PT	25	0	A	100	100
71461231	CONQUEIROS	PT	50	0	A	100	100
111077692	Monte Ferroso	PT	100	0	A	100	100
71461271	RELIQUIAS	PT	250	0	A	100	100
85981767	FORNALHAS NOVAS	PT	100	0	A	100	100
71461287	E.N 123 (S. MARTINHO DAS AMORE	PT	100	0	A	100	100
57037202	MTE DOS ESTEIROS	PT	25	0	A	100	100
57037234	MONTE DA CRIMEIA NOVA	PT	50	0	A	100	100
215070254	MONTE CHACIM	PT	50	0	A	100	100
57037362	MTE DA BOIZANA	PT	50	0	A	100	100
71461467	CABACOS	PT	63	0	A	100	100
57037378	SARDOA (GARVÃO)	PT	250	0	A	100	100
71461507	MARAVILHAS	PT	25	0	A	100	100
57037418	HERD.V.ROMEIRAS	PT	50	0	A	100	100
57037426	FABRICA (GARVÃO)	PT	100	0	A	100	100
57037434	TORRE VÃ	PT	100	0	A	100	100
71461539	HERDADE RABACA	PT	50	0	A	100	100
71461547	JUNCALINHO	PT	50	0	A	100	100
57037450	VALE COELHO	PT	50	0	A	100	100
105900579	Monte Novo do Ameixial	PT	50	0	A	100	100
71461659	CORTE MALHÃO	PT	50	0	A	100	100
71461707	FONTE BOA DE BAIXO	PT	25	0	A	100	100
215460379	HERDADE DAS QUINTAS	PT	50	0	A	100	100
58771707	HERDADE DAS PARREIRAS	PT	50	0	A	100	100
97727153	Zona Industrial de Messejana	PT	250	0	A	100	100
117181042	MONTE NOVO da GUARITA	PT	0	0	A	100	100
71458815	VALE DE ÁGUA/NASCEDIOS	PT	50	0	A	100	100
71458935	VALE DE BRIQUE	PT	25	0	A	100	100
71458951	VALE DE SANTIAGO	PT	250	0	A	100	100
71458999	HERDADE CARAPETO	PT	100	0	A	100	100
71459055	MONTE DA ESTRADA	PT	50	0	A	100	100
71459079	VALE COLMEIAS	PT	50	0	A	100	100
71459135	PEREIRO GRANDE	PT	50	0	A	100	100
71459191	FOROS DAS FORNALHAS VELHAS	PT	50	0	A	100	100
71459207	SALTINHO	PT	25	0	A	100	100
142496995	BILHARÓ	PT	50	0	A	100	100
71458911	SALGUEIRO	PT	25	0	A	100	100
79004100	ESTACAO DE OURIQUE	PT	100	0	A	100	100
71459319	CHAIÇA MADRIZ	PT	50	0	A	100	100
71459407	VALE FERRO	PT	100	0	A	100	100
71459439	FOROS DA VENDA	PT	50	0	A	100	100
212802029	MONTE DO CERRO	PT	0	0	A	100	100
58771365	Herdade de Vale de Coelheirosl	PT	50	0	A	100	100
76829164	Vale Coelheiros (Rega)	PT	250	0	A	100	100
58771381	R NOVA POMBAIS (MESSEJANA)	PT	250	0	A	100	100
76158030	MONTE DA GALEANA	PT	50	0	A	100	100
178862727	MONTES FLORES,BREJO E NOVO DA	PT	50	0	A	100	100
71459607	MONTE GANCHINHO	PT	50	0	A	100	100
71459639	CASTELO VELHO	PT	100	0	A	100	100
71459647	RIBEIRA DO SALTO (PT2)	PT	50	0	A	100	100
58771499	AGUENTINHA DO CAMPO	PT	25	0	A	100	100
71459695	CORREGO DE AGUA	PT	50	0	A	100	100
58771515	MONTE SERRO (TELECEL)	PT	50	0	A	100	100

Id	Nome	Classe	Potência Instalada (kVA)	Elasticidade	Zona	Simultaneidade (%)	Carga Assignada (%)
58771531	LG CHAFARIZ (MESSEJANA)	PT	250	0	A	100	100
71459743	GAVIAO	PT	50	0	A	100	100
168116152	VINHAS E SELÃO	PT	50	0	A	100	100
58771571	HERDADE REGUENGOS(BARRAGEM)	PT	160	0	A	100	100
58771579	ALDEIA DOS ELVAS	PT	50	0	A	100	100
71459775	ALDEIA DAS AMOREIRAS	PT	100	0	A	100	100
71459955	MONTE GAVIAO DE BAIXO	PT	50	0	A	100	100
58771787	HERDADE DO REGUENGO	PT	50	0	A	100	100
71459655	MONTE DA ESTRADA (REGUENGO GRA	PT	50	0	A	100	100
105896164	Monte Ruivo do Ameixial	PT	50	0	A	100	100
71460019	HERDADE MARUJO	PT	50	0	A	100	100
98007799	VALE FIGUEIRA DOS CONDADOS	PT	50	0	A	100	100
71460083	VALE DE AGUA	PT	50	0	A	100	100
71460171	R NOVA (COLOS)	PT	250	0	A	100	100
226831257	POÇO MOIRO	PT	50	0	A	100	100
71460195	MONTE CARRASCOS (RELIQUIAS)	PT	25	0	A	100	100
111082657	Garcia Galego	PT	100	0	A	100	100
71460219	RUA PORTELA DO CARVALHAL (RELI	PT	100	0	A	100	100
71460259	MONTE DA CAPELINHA	PT	25	0	A	100	100
71460339	VALE DA LANDE	PT	25	0	A	100	100
179209216	LOTEAMENTO MUNICIPAL DE AMOREI	PT	400	0	A	100	100
102289309	BARRADINHA	PT	250	0	A	100	100
12288941	ALJUSTREL	PT	100	0	A	100	100
180072188	CEMITÉRIO (Garvão)	PT	100	0	A	100	100
106068208	Hde.da Torre Vã-Ocidental (PT2	PT	100	0	A	100	100
10073423	ALJUSTREL	PT	100	0	A	100	100
71460751	VALE DA VINHA	PT	25	0	A	100	100
71460791	VALE VERDE	PT	25	0	A	100	100
105948869	Herdade do Reguengo	PT	50	0	A	100	100
71460815	RIBEIRA DO SALTO	PT	50	0	A	100	100
95177743	Assentes de Vale de Coelheiros	PT	50	0	A	100	100
71460903	MONTE CHAICA	PT	25	0	A	100	100
57036818	BARRACÕES	PT	50	0	A	100	100
57036874	HERD. MONTE NEGRO	PT	100	0	A	100	100
57036882	PORTELA NOVA	PT	50	0	A	100	100
71461007	FORNALHAS VELHAS	PT	250	0	A	100	100
57036906	LARGO (GARVÃO)	PT	250	0	A	100	100
71461015	COLOS	PT	250	0	A	100	100
57036914	S.LUZIA	PT	250	0	A	100	100
311272791	BOAVISTA E CASAS NOVAS	PT	50	0	A	100	100
57036946	ALCARIAS	PT	100	0	A	100	100
57036978	S.ROMÃO DE PANÓIAS	PT	50	0	A	100	100
71461095	ESCOLA EB2,3 DE COLOS	PT	250	0	A	100	100
57036994	MONTES ABERTA E MALVEIROS	PT	25	0	A	100	100
71458863	HERDADE REGUENGO	PT	50	0	A	100	100
57037154	FUNCHEIRA	PT	160	0	A	100	100
57036834	QUINTA DO VALADÃO	PT	50	0	A	100	100
98871252	HERDADE CASA VELHA DAS FORNALH	PT	50	0	A	100	100

A.4

Linha BJ30.23 Aljustrel-Odemira

Ocorrências de Março de 2008 a Maio de 2009

Linha BJ30.23 Aljustrel - Odemira
Ocorrências de Março 2008 a Maio 2009

N.º	Código	Instalação Afectada	Tipo.	N.T.	Data de Detecção	Estado	G.C.	C.	I.O.	E.A.	TIEMT	TIEBT	kVA (Act.)	kVA (Máx.)	Cli. (Act.)	Cli. (Máx.)	Dur. (min.)	Com. Ava.	Descrição	C. - Descrição	T.E.R.
1	1363378	0201Z3050505	Z	MT	39517,47986	Resolvido	800	819	D16	'000	0	0	0	13923	0	4267	0	0	RR << MIF>> DA BJ30-23 ALJUSTREL-ODEMIRA	DESC- COND ATMOSF NORMAIS	39517,92431
2	1369862	0201Z3050505	Z	MT	39532,55556	Resolvido	800	819	D16	'000	0	0	0	13923	0	4267	0	0	RR DA BJ30-23 JALJUSTREL-ODEMIRA	DESC- COND ATMOSF NORMAIS	39114,02361
3	1369899	0201Z3050505	Z	MT	39532,64583	Resolvido	800	819	D16	'000	0	0	0	13923	0	4267	0	0	RR <> BJ30-23 SE ALJUSTREL-ODEMIRA	DESC- COND ATMOSF NORMAIS	39532,70694
4	1371688	0201Z3050505	Z	MT	39537,18264	Resolvido	800	819	D16	'000	0	0	0	13923	0	4267	0	0	RR <MIF><MIH> BJ30-23 SE ALJUSTREL-ODEMIRA	DESC- COND ATMOSF NORMAIS	39537,30417
5	1375699	0201Z3050505	Z	MT	39545,71736	Resolvido	200	821	D16	'000	0	0	0	13923	0	4267	0	0	RR BJ30-23 ALJUSTREL-ODEMIRA	VENTO	39546,025
6	1382938	0201Z3050505	Z	MT	39558,5125	Resolvido	200	835	D16	'000	0	0	0	13143	0	4268	0	0	RR:<MIF> BJ30-23 ALJUSTREL-PORTEIRINHOS	TROVOADA	39558,55417
7	1386134	0201Z3050505	Z	MT	39565,0125	Resolvido	800	819	D16	'000	0	0	0	13143	0	4268	0	0	RR«MIH»BJ30-23 ALJUSTREL-ODEMIRA/SE ALJUSTREL	DESC- COND ATMOSF NORMAIS	39114,02361
8	1386135	0201Z3050505	Z	MT	39565,04097	Resolvido	800	819	D16	'000	0	0	0	13143	0	4268	0	0	RR«MIH»BJ30-23 ALJUSTREL-ODEMIRA/SE ALJUSTREL	DESC- COND ATMOSF NORMAIS	39114,02361
9	1386882	0201Z3050505	Z	MT	39566,96319	Resolvido	800	819	D16	'000	0	0	0	13143	0	4268	0	0	RR:<MIF> BJ30-23 ALJUSTREL-ODEMIRA	DESC- COND ATMOSF NORMAIS	39114,02361
10	1387967	0201Z3050505	Z	MT	39570,475	Resolvido	800	819	D16	'000	0	0	0	13168	0	4269	0	0	RR <MIH> BJ30-23 SE ALJUSTREL-ODEMIRA	DESC- COND ATMOSF NORMAIS	39570,50486
11	1390866	0201Z3050505	Z	MT	39578,63681	Resolvido	800	819	D16	'000	0	0	0	13168	0	4267	0	0	RR:(MIH) BJ30-23 ALJUSTREL-ODEMIRA	DESC- COND ATMOSF NORMAIS	39578,70486
12	1394808	0201Z3050505	Z	MT	39589,29931	Resolvido	800	819	D16	'000	0	0	0	13168	0	4265	0	0	RR«MIH»BJ30-23 ALJUSTREL-ODEMIRA /SE ALJUSTREL	DESC- COND ATMOSF NORMAIS	39589,32639
13	1395018	0201Z3050505	Z	MT	39589,64861	Resolvido	800	819	D16	'000	0	0	0	13168	0	4265	0	0	RR:(MIH) BJ30-23 ALJUSTREL-ODEMIRA	DESC- COND ATMOSF NORMAIS	39589,77639
14	1395159	0201Z3050505	Z	MT	39590,36528	Resolvido	800	819	D16	'000	0	0	0	13168	0	4265	0	0	RR MIH BJ30-23 SE ALJUSTREL-ODEMIRA	DESC- COND ATMOSF NORMAIS	39590,39097
15	1395523	0201Z3050505	Z	MT	39591,45833	Resolvido	200	820	D16	'000	0	0	0	13168	0	4265	0	0	RR:(MIH+MIF) BJ30-23 ALJUSTREL-ODEMIRA	CHUVA	39591,53681
16	1400446	0201Z3050505	Z	MT	39603,73194	Resolvido	800	819	D16	'000	0	0	0	13891	0	4347	0	0	RR:(MIH+MIF)BJ30-23 ALJUSTREL-ODEMIRA	DESC- COND ATMOSF NORMAIS	39603,75625
17	1402411	0201Z3050505	Z	MT	39607,41111	Resolvido	800	819	D16	'000	0	0	0	13891	0	4347	0	0	RR <MIH> BJ30-23 ALJUSTREL-ODEMIRA	DESC- COND ATMOSF NORMAIS	39607,55764
18	1402412	0201Z3050505	Z	MT	39607,52639	Resolvido	800	819	D16	'000	0	0	0	13891	0	4347	0	0	RR <MIH> BJ30-23 ALJUSTREL-ODEMIRA	DESC- COND ATMOSF NORMAIS	39607,55903
19	1403311	0201Z3050505	Z	MT	39609,24167	Resolvido	800	819	D16	'000	0	0	0	13891	0	4347	0	0	RR«MIH»BJ30-23 ALJUSTREL-ODEMIRA/SE ALJUSTREL	DESC- COND ATMOSF NORMAIS	39114,02361
20	1403312	0201Z3050505	Z	MT	39609,28819	Resolvido	800	819	D16	'000	0	0	0	13891	0	4347	0	0	RR«MIH»BJ30-23 ALJUSTREL-ODEMIRA/SE ALJUSTREL	DESC- COND ATMOSF NORMAIS	39609,32361
21	1404804	0201Z3050505	Z	MT	39612,24653	Resolvido	800	819	D16	'000	0	0	0	13891	0	4347	0	0	RR <MIH> BJ30-23 ALJUSTREL-ODEMIRA	DESC- COND ATMOSF NORMAIS	39612,34028
22	1405434	0201Z3050505	Z	MT	39613,31181	Resolvido	800	819	D16	'000	0	0	0	13891	0	4347	0	0	RR(MIH+MIF) BJ30-23 ALJUSTREL-ODEMIRA	DESC- COND ATMOSF NORMAIS	39613,34861
23	1412852	0201Z3050505	Z	MT	39622,95764	Resolvido	800	819	D16	'000	0	0	0	13891	0	4345	0	0	RR«MIH»BJ30-23 ALJUSTREL-ODEMIRA/ SE ALJUSTREL	DESC- COND ATMOSF NORMAIS	39622,98264
24	1412951	0201Z3050505	Z	MT	39623,16944	Resolvido	800	819	D16	'000	0	0	0	13891	0	4347	0	0	RR MIH BJ30-23 SE ALJUSTREL-ODEMIRA	DESC- COND ATMOSF NORMAIS	39623,31458
25	1412953	0201Z3050505	Z	MT	39623,18194	Resolvido	800	819	D16	'000	0	0	0	13891	0	4347	0	0	RR MIH BJ30-23 SE ALJUSTREL-ODEMIRA	DESC- COND ATMOSF NORMAIS	39623,31736
26	1412954	0201Z3050505	Z	MT	39623,22986	Resolvido	800	819	D16	'000	0	0	0	13891	0	4347	0	0	RR MIH BJ30-23 SE ALJUSTREL-ODEMIRA	DESC- COND ATMOSF NORMAIS	39623,31875
27	1413066	0201Z3050505	Z	MT	39623,45417	Resolvido	800	819	D16	'000	0	0	0	13891	0	4347	0	0	RR:(MIH+MIF) BJ30-23 ALJUSTREL-ODEMIRA	DESC- COND ATMOSF NORMAIS	39623,47847
28	1417067	0201Z3050505	Z	MT	39629,88542	Resolvido	800	819	D16	'000	0	0	0	13891	0	4345	0	0	RR MIF/MIH BJ30-23 SE ALJUSTREL-ODEMIRA	DESC- COND ATMOSF NORMAIS	39114,02361
29	1419393	0201Z3050505	Z	MT	39633,51736	Resolvido	800	819	D16	'000	0	0	0	13891	0	4347	0	0	RR MIF BJ30-23 SE ALJUSTREL-ODEMIRA	DESC- COND ATMOSF NORMAIS	39633,6625
30	1419702	0201Z3050505	Z	MT	39634,41528	Resolvido	800	819	D16	'000	0	0	0	13891	0	4347	0	0	RR MIH BJ30-23 SE ALJUSTREL-ODEMIRA	DESC- COND ATMOSF NORMAIS	39634,44236
31	1424612	0201Z3050505	Z	MT	39643,30833	Resolvido	800	819	D16	'000	0	0	0	13891	0	4346	0	0	RR:(MIH+MIF) BJ30-23 ALJUSTREL-ODEMIRA	DESC- COND ATMOSF NORMAIS	39643,36528
32	1443226	0201Z3050505	Z	MT	39648,28056	Resolvido	320	326	D16	'000	0,609	0,409	0	41481	0	8392	75	1	DISP.DISJ.30KV TPII SE60-505 ALJUSTREL + BJ30-23 ALJUSTREL-ODEMIRA	DEFEITO DE DISJUNTOR	39648,56667
33	1444898	0201Z3050505	Z	MT	39651,34097	Resolvido	800	819	D16	'000	0	0	0	13891	0	4355	0	0	RR:(MIH+MIF) BJ30-23 ALJUSTREL-ODEMIRA	DESC- COND ATMOSF NORMAIS	39651,43125
34	1446065	0201Z3050505	Z	MT	39653,28194	Resolvido	800	819	D16	'000	0	0	0	13891	0	4355	0	0	RR.<MIF> BJ30-23 ALJUSTREL-ODEMIRA	DESC- COND ATMOSF NORMAIS	39114,02361
35	1450752	0201Z3050505	Z	MT	39660,95208	Resolvido	800	819	D16	'000	0	0	0	13891	0	4356	0	1	RR:(MIH+MIF) BJ30-23 ALJUSTREL-ODEMIRA	DESC- COND ATMOSF NORMAIS	39661,00764
36	1455423	0201Z3050505	Z	MT	39668,85764	Resolvido	800	819	D16	'000	0	0	0	13891	0	4358	0	0	RR MIH BJ30-23 SE ALJUSTREL-ODEMIRA	DESC- COND ATMOSF NORMAIS	39668,89792
37	1459342	0201Z3050505	Z	MT	39674,27431	Resolvido	800	819	D16	'000	0	0	0	12941	0	4358	0	0	RR MIF/MIH BJ30-23 SE ALJUSTREL-ODEMIRA	DESC- COND ATMOSF NORMAIS	39674,31389
38	1461349	0201Z3050505	Z	MT	39678,29306	Resolvido	800	819	D16	'000	0	0	0	12941	0	4357	0	0	RR <MIH> BJ30-23 ALJUSTREL-ODEMIRA	DESC- COND ATMOSF NORMAIS	39678,34514
39	1463346	0201Z3050505	Z	MT	39680,83264	Resolvido	800	819	D16	'000	0	0	0	12941	0	4357	0	0	RR <MIH> BJ30-23 ALJUSTREL-ODEMIRA	DESC- COND ATMOSF NORMAIS	39680,98542
40	1476075	0201Z3050505	Z	MT	39697,13194	Resolvido	800	819	D16	'000	0	0	0	12941	0	4355	0	0	RR:<MHM> BJ30-23 ALJUSTREL-ODEMIRA	DESC- COND ATMOSF NORMAIS	39697,15972
41	1476186	0201Z3050505	Z	MT	39697,13194	Resolvido	800	819	D16	'000	0	0	0	12941	0	4355	0	0	RR:<MIF> BJ30-23 ALJUSTREL-ODEMIRA	DESC- COND ATMOSF NORMAIS	39697,37083
42	1476207	0201Z3050505	Z	MT	39697,31319	Resolvido	800	819	D16	'000	0	0	0	12941	0	4355	0	0	RR:<MIF> BJ30-23 ALJUSTREL-ODEMIRA	DESC- COND ATMOSF NORMAIS	39697,38472
43	1478043	0201Z3050505	Z	MT	39699,43264	Resolvido	800	819	D16	'000	0	0	0	12941	0	4355	0	0	RR«MIH»BJ30-23 ALJUSTREL-ODEMIRA7SE ALJUSTREL	DESC- COND ATMOSF NORMAIS	39699,51667
44	1498393	0201Z3050505	Z	MT	39721,74167	Resolvido	800	819	D16	'000	0	0	0	12941	0	4353	0	0	RR MIF BJ30-23 SE ALJUSTREL-ODEMIRA	DESC- COND ATMOSF NORMAIS	39721,79444
45	1501197	0201Z3050505	Z	MT	39724,68819	Resolvido	800	819	D16	'000	0	0	0	13101	0	4353	0	0	RR:(MIH+MIF) BJ30-23 ALJUSTREL-ODEMIRA	DESC- COND ATMOSF NORMAIS	39724,79444
46	1502865	0201Z3050505	Z	MT	39727,34375	Resolvido	800	819	D16	'000	0	0	0	13101	0	4353	0	0	RR DA BJ30-23 ALJUSTREL-ODEMIRA	DESC- COND ATMOSF NORMAIS	39727,41319
47	1507015	0201Z3050505	Z	MT	39731,34583	Resolvido	800	819	D16	'000	0	0	0	16755	0	5010	0	0	RR «MIF» BJ30-23 ALJUSTREL-ODEMIRA/SE ALJUSTREL	DESC- COND ATMOSF NORMAIS	39731,47361
48	1514944	0201Z3050505	Z	MT	39739,65278	Resolvido	200	820	D16	'000	0	0	0	13101	0	4354	0	0	RR:(MIH+MIF) BJ30-23 ALJUSTREL-ODEMIRA	CHUVA	39739,68958
49	1515132	0201Z3050505	Z	MT	39739,68611	Resolvido	200	820	D16	'000	0	0	0	13101	0	4354	0	0	RR <MIH> BJ30-23 ALJUSTREL-ODEMIRA	CHUVA	39739,82986
50	1515146	0201Z3050505	Z	MT	39739,69236	Resolvido	200	820	D16	'000	0	0	0	13101	0	4354	0	0	RR <MIH> BJ30-23 ALJUSTREL-ODEMIRA	CHUVA	39739,83542
51	1515182	0201Z3050505	Z	MT	39739,70139	Resolvido	200	820	D16	'000	0	0	0	13101	0	4354	0	0	RR <MIH> BJ30-23 ALJUSTREL-ODEMIRA	CHUVA	39739,85486
52	1519257	0201Z3050505	Z	MT	39743,69931	Resolvido	200	821	D16	'000	0	0	0	13101	0	4352	0	0	RR MIF BJ30-23 SE ALJUSTREL-ODEMIRA	VENTO	39743,75347
53	1522423	0201Z3050505	Z	MT	39747,26528	Resolvido	800	819	D16	'000	0	0	0	13101	0	4350	0	0	RR BJ30-23 SE ALJUSTREL-ODEMIRA	DESC- COND ATMOSF NORMAIS	39747,37917
54	1522637	0201Z3050505	Z	MT	39747,64236	Resolvido	800	819	D16	'000	0	0	0	3720	0	766	0	0	RR MIF BJ30-23 SE ALJUSTREL-ODEMIRA	DESC- COND ATMOSF NORMAIS	39747,66736
55	1529646	0201Z3050505	Z	MT	39748,99514	Resolvido	200	820	D16	'000	0	0	0	13101	0	4351	0	0	RR:<MIF>BJ30-23 ALJUSTREL-ODEMIRA	CHUVA	39749,78681
56	1529196	0201Z3050505	Z	MT	39748,99653	Resolvido	800	819	D16	'000	0,016	0,027	0	13101	0	4351	6	2	CASCA DE ÁRVORE EM CIMA DO PT ODM-308. RESOLVIDO NO INC.1529363	DESC- COND ATMOSF NORMAIS	39749,71181
57	1537949	0201Z3050505	Z	MT	39755,00903	Resolvido	800	819	D16	'000	0,005	0,007	0	12941	0	4352	1	0	RM«MIH»BJ30-23 ALJUSTREL-ODEMIRA/SE ALJUSTREL	DESC- COND ATMOSF NORMAIS	39114,02361
58	1537929	0201Z3050505	Z	MT	39755,03542	Resolvido	320	341	E61	'000	0,156	0,126	0	13101	0	4351	199	0	TP DO PTD ORQ-107 HERDADE DO NÓ AVARIADO.	DEFEITO ISOLAMENTO	39755,20625
59	1543028	0201Z3050505	Z	MT	39758,67361	Resolvido	800	819	D16	'000	0	0	0	13101	0	4352	0	0	RR«MIH»BJ30-23 ALJUSTREL-ODEMIRA/SE ALJUSTREL	DEFEITO ISOLAMENTO	39758,72292
60	1544833	0201Z3050505	Z	MT	39760,36042	Resolvido	800	819	D16	'000	0	0	0	13101	0	4352	0	0	RR:<MIF> BJ30-23 ALJUSTREL - ODEMIRA	DEFEITO ISOLAMENTO	39760,38542
61	1549505	0201Z3050505	Z	MT	39764,48056	Resolvido	800	819	D16	'000	0	0	0	13101	0	4350	0	0	RR«MIH»BJ30-23 ALJUSTREL-ODEMIRA/SE ALJUSTREL	DEFEITO ISOLAMENTO	39764,51111
62	1564352	0201Z3050505	Z	MT	39777,35694	Resolvido	800	819	D16	'000	0	0	0	13101	0	4351	0	0	RR MIF BJ30-23 SE ALJUSTREL-ODEMIRA	DESC- COND ATMOSF NORMAIS	39777,3875
63	1569529	0201Z3050505	Z	MT	39780,79097	Resolvido	320	325	D16	'106	0,154	0,312	0	13101	0	4353	260	12	LINHA PARTIDA FASE R NO P.2 DA BJ30-23-04-01 ESTACAO DAS AMOREIRAS	DESC- COND ATMOSF NORMAIS	39780,89167
64	1573802	0201Z3050505	Z	MT	39780,79097	Resolvido	200	820	D16	'000	0	0	0	13101	0	4351	0	0	RR:<MIF> BJ30-23 ALJUSTREL-ODEMIRA	DESC- COND ATMOSF NORMAIS	39782,10833
65	1589846	0201Z3050505	Z	MT	39787,37917	Resolvido	800	819	D16	'000	0	0	0	13101	0	4351	0	0	RR MIF BJ30-23 SE ALJUSTREL-ODEMIRA	DESC- COND ATMOSF NORMAIS	39787,44028
66	1600789	0201Z3050505	Z	MT	39793,37708	Resolvido	800	819	D16	'000	0	0	0	13101	0	4350	0	0	RR:<MIF> BJ30-23 ALJUSTREL- ODEMIRA	CHUVA	39793,40208
67	1635208	0201Z3050505	Z	MT	39808,34583	Resolvido	800	819	D16	'000	0	0	0	13101	0	673	0	0	RR <MIF> BJ30-23 ALJUSTREL-ODEMIRA	ENVELHECIM MATERIAIS	39808,40347
68	1653036	0201Z3050505	Z	MT	39816,02083	Resolvido	200	820	D16	'000	0	0	0	13101	0	671	0	0	RR = MIF = DA BJ30-23 ALJUSTREL - ODEMIRA	ENVELHECIM MATERIAIS	39816,04722
69	1653062	0201Z3050505	Z	MT	39816,05347	Resolvido	200	820	D16	'000	0	0	0	13101	0	671	0	0	RR = MIF = DA BJ30-23 ALJUSTREL - ODEMIRA	ENVELHECIM MATERIAIS	39816,09028
70	1675099	0201Z3050505	Z	MT	39824,36319	Resolvido	800	819	D16	'000	0	0	0	13101	0	670	0	0	RR:<MIF> BJ30-21 ALJUSTREL-ODEMIRA	DESC- COND ATMOSF NORMAIS	39824,38819
71	1685320	0201Z3050505	Z	MT	39827,42986	Resolvido	800	819	D16	'000	0	0	0	13101	0	670	0	0	RR«MIH» BJ30-23 ALJUSTREL-ODEMIRA/SE ALJUSTREL	DESC- COND ATMOSF NORMAIS	39827,45694
72	1707358	0201Z3050505	Z	MT	39835,68889	Resolvido	200	820	D16	'000	0	0	0	13101	0	1081	0	0	RR MIF BJ30-23 SE ALJUSTREL-ODEMIRA	DESC- COND ATMOSF NORMAIS	39835,72639
73	1736561	0201Z3050505	Z	MT	39841,34028	Resolvido	800	819	D16	'000	0	0	0	13101	0	2616	0	0	RR MIF RR BJ30-23 SE ALJUSTREL-ODEMIRA	CHUVA	39841,40972

Linha BJ30.23 Aljustrel - Odemira
Ocorrências de Março 2008 a Maio 2009

N.º	Código	Instalação Afectada	Tipo.	N.T.	Data de Detecção	Estado	G.C.	C.	I.O.	E.A.	TIEMT	TIEBT	kVA (Act.)	kVA (Máx.)	Cli. (Act.)	Cli. (Máx.)	Dur. (min.)	Com. Ava.	Descrição	C. - Descrição	T.E.R.
74	1739788	0201Z3050505	Z	MT	39842,32222	Resolvido	800	819	D16	'000	0	0	0	13101	0	2615	0	0	RR«MIF»BJ30-23 ALJUSTREL-ODEMIRA/SE ALJUSTREL	CHUVA	39842,34583
75	1754571	0201Z3050505	Z	MT	39845,12292	Resolvido	200	820	D16	'000	0	0	0	13151	0	2627	0	0	RR BJ30-23 ALJUSTREL-ODEMIRA	DESC- COND ATMOSF NORMAIS	39845,92014
76	1763531	0201Z3050505	Z	MT	39848,32847	Resolvido	800	819	D16	'000	0	0	0	13151	0	2626	0	0	RR«MIF»BJ30-23 ALJUSTREL-ODEMIRA/SE ALJUSTREL	DESC- COND ATMOSF NORMAIS	39848,35347
77	1763572	0201Z3050505	Z	MT	39848,34167	Resolvido	200	820	D16	'000	0	0	0	13151	0	2626	0	0	RR <MIH> BJ30-23 ALJUSTREL-ODEMIRA	CHUVA	39848,36875
78	1772728	0201Z3050505	Z	MT	39851,34444	Resolvido	800	819	D16	'000	0	0	0	13151	0	2623	0	0	RR MIF BJ30-23 SE ALJUSTREL-ODEMIRA	DESC- COND ATMOSF NORMAIS	39851,46042
79	1773495	0201Z3050505	Z	MT	39851,66528	Resolvido	200	820	D16	'000	0	0	0	13151	0	2623	0	0	RR:<MIF> BJ30-23 ALJUSTREL - ODEMIRA	DESC- COND ATMOSF NORMAIS	39851,69653
80	1783572	0201Z3050505	Z	MT	39856,33333	Resolvido	800	819	D16	'000	0	0	0	13151	0	2623	0	0	RR MIF BJ30-23 SE ALJUSTREL-ODEMIRA	CHUVA	39856,35903
81	1791388	0201Z3050505	Z	MT	39861,47708	Resolvido	800	819	D16	'000	0	0	0	13151	0	2624	0	0	RR«MIF+MIH» BJ30-23 ODEMIRA (SE ALJUSTREL)	DESC- COND ATMOSF NORMAIS	39861,51597
82	1798048	0201Z3050505	Z	MT	39866,31875	Resolvido	800	819	D16	'000	0	0	0	13551	0	2624	0	0	RR:(MIF) BJ30-23 ALJUSTREL-ODEMIRA	CHUVA	39866,36875
83	1805165	0201Z3050505	Z	MT	39871,57639	Resolvido	800	819	D16	'000	0	0	0	13551	0	2622	0	0	RR:(MIF) BJ30-23 ALJUSTREL-ODEMIRA	DESC- COND ATMOSF NORMAIS	39871,60417
84	1813149	0201Z3050505	Z	MT	39876,36389	Resolvido	800	819	D16	'000	0	0	0	13751	0	2622	0	0	RR«MIF»BJ30-23 ALJUSTREL-ODEMIRA/SE ALJUSTREL	CHUVA	39876,75972
85	1813185	0201Z3050505	Z	MT	39876,44236	Resolvido	800	819	D16	'000	0	0	0	13751	0	2622	0	0	RR«MIF+MIH»BJ30-23 ALJUSTREL-ODEMIRA/SE ALJUSTREL	DESC- COND ATMOSF NORMAIS	39876,76806
86	1813230	0201Z3050505	Z	MT	39876,44444	Resolvido	800	819	D16	'000	0	0	0	13751	0	2622	0	0	RR«MIF+MIH»BJ30-23 ALJUSTREL-ODEMIRA/SE ALJUSTREL	DESC- COND ATMOSF NORMAIS	39114,02361
87	1813254	0201Z3050505	Z	MT	39876,45	Resolvido	800	819	D16	'000	0,005	0,004	0	13751	0	2622	1	0	RM«MIF+MIH»BJ30-23 ALJUSTREL-ODEMIRA/SE ALJUSTREL	DESC- COND ATMOSF NORMAIS	39876,77639
88	1811748	0201Z3050505	Z	MT	39876,45069	Resolvido	200	835	D16	'391	0,135	0,073	0	13751	0	2632	132	14	CSUL: DST´S REBENTADOS NO PTD-ODM-190 MONTE GANCHINHO	DESC- COND ATMOSF NORMAIS	39876,67292
89	1814407	0201Z3050505	Z	MT	39877,23125	Resolvido	200	821	D16	'000	0	0	0	13751	0	2621	0	0	RR (MIF) BJ30-23 ALJUSTREL -ODEMIRA	DESC- COND ATMOSF NORMAIS	39877,26944
90	1847469	0201Z3050505	Z	MT	39896,80278	Resolvido	800	819	D16	'000	0	0	0	13751	0	2619	0	0	RR«MIF»BJ30-23 ALJUSTREL-ODEMIRA/SE ALJUSTREL	DESC- COND ATMOSF NORMAIS	39896,82847
91	1877020	0201Z3050505	Z	MT	39920,27778	Resolvido	800	819	D16	'000	0	0	0	13751	0	2624	0	0	RR (MIF) DA BJ30-23 ALJUSTREL - ODEMIRA	TROVOADA	39920,30764
92	1878652	0201Z3050505	Z	MT	39921,53403	Resolvido	200	820	D16	'000	0	0	0	13751	0	2624	0	0	RR«MIF»BJ30-23 ALJUSTREL-ODEMIRA/SE ALJUSTREL	TROVOADA	39921,55903
93	1880019	0201Z3050505	Z	MT	39922,7375	Resolvido	800	819	D16	'000	0	0	0	13751	0	2624	0	0	RR MIH BJ30-23 SE ALJUSTREL-ODEMIRA	VENTO	39922,8375
94	1890610	0201Z3050505	Z	MT	39932,35972	Resolvido	800	819	D16	'000	0	0	0	13751	0	2638	0	0	RR«MIF»BJ30-23 ALJUSTREL-ODEMIRA/SE ALJUSTREL	DESC- COND ATMOSF NORMAIS	39932,39583
95	1905973	0201Z3050505	Z	MT	39948,21181	Resolvido	800	819	D16	'000	0	0	0	13751	0	2679	0	0	RR <MIH> BJ30-23 ALJUSTREL-ODEMIRA	DESC- COND ATMOSF NORMAIS	39948,32639
96	1907265	0201Z3050505	Z	MT	39949,58958	Resolvido	800	819	D16	'000	0	0	0	13751	0	2678	0	0	RR:<MIF>BJ30-23 ALJUSTREL - ODEMIRA	DESC- COND ATMOSF NORMAIS	39949,61944
97	1908013	0201Z3050505	Z	MT	39950,51736	Resolvido	800	819	D16	'000	0	0	0	13751	0	2678	0	0	RR:<MIF> BJ30-23 ALJUSTREL-ODEMIRA	CHUVA	39950,54097
98	1911039	0201Z3050505	Z	MT	39953,56528	Resolvido	800	819	D16	'000	0,005	0,004	0	13751	0	2678	1	0	RR«MIF+MIH»BJ30-23 ALJUSTREL-ODEMIRA/SE ALJUSTREL	DESC- COND ATMOSF NORMAIS	39953,62014
99	1911199	0201Z3050505	Z	MT	39953,67361	Resolvido	800	819	D16	'000	0,005	0,004	0	13751	0	2678	1	0	RM BJ30-23 ALJUSTREL-ODEMIRA/SE ALJUSTREL	DESC- COND ATMOSF NORMAIS	39953,72014
100	1916044	0201Z3050505	Z	MT	39956,70625	Resolvido	200	835	D16	'000	0	0	0	13751	0	2638	0	0	RR MIF BJ30-23 SE ALJUSTREL-ODEMIRA	DESC- COND ATMOSF NORMAIS	39957,03819
101	1916046	0201Z3050505	Z	MT	39956,70764	Resolvido	200	835	D16	'000	0	0	0	13751	0	2638	0	0	RR MIF BJ30-23 SE ALJUSTREL-ODEMIRA	DESC- COND ATMOSF NORMAIS	39114,02361
102	1920882	0201Z3050505	Z	MT	39960,42917	Resolvido	800	819	D16	'000	0	0	0	13751	0	2637	0	0	RR <MIH+MIF> BJ30-23 ALJUSTREL-ODEMIRA	DESC- COND ATMOSF NORMAIS	39960,61111
103	1920884	0201Z3050505	Z	MT	39960,46181	Resolvido	800	819	D16	'000	0	0	0	13751	0	2637	0	0	RR <MIH+MIF> BJ30-23 ALJUSTREL-ODEMIRA	DESC- COND ATMOSF NORMAIS	39960,61389
104	1924776	0201Z3050505	Z	MT	39963,58403	Resolvido	800	819	D16	'000	0	0	0	18400	0	5030	0	0	RR«MIF+MIH»BJ30-23 ALJUSTREL-ODEMIRA/SE ALJUSTREL	DESC- COND ATMOSF NORMAIS	39963,64514

A.5

BJ30.23 Aljustrel-Odemira

Esquema unifilar

![edp distribuição]	*Esquemas Unifilares rede MT*	Subestação : **ALJUSTREL**	Última Actualização : 1-Jun-09
		Tensão : **30kV**	Última Impressão : 1-Jun-09
	Código da instalação : **BJ30.23 ALJUST.-ODEM**	Painel : **305** / Barr : **BI**	Desenho Nº. ALJT.3023.3.3

A.6

Flite 110-SA

Folheto técnico

Technical data sheet

2008

MV network management - Easergy range

Flite 110-SA

Fault passage indicator for overhead network

PE41017

- **Detects both short-circuits and low current earth faults**
- **Self adaptation to network voltage and frequency**
- **Highly visible red flash light**
- **Indicates both permanent and transient faults**
- **User adjustable**

Advantages

■ **Flite 110-SA adjusts to the network voltage and frequency.**
Using fault detectors makes it easier to locate faults on distribution networks.
The detector must adapt to the electrical network characteristics and be perfectly visible to allow maintenance teams to quickly detect faulty network sections.

■ **Flite 110-SA is configurable on site.**
An overhead fault detector must be coordinated with the upstream protection system whose trip threshold can vary according to its position on the MV network.

■ **Flite 110-SA indicates permanent and transient faults with the same indication light intensity.**
A fault detector always indicates permanent faults, but utilities companies often also want to find transient fault (a fault is considered to be “transient” when the upstream protection device eliminates the fault during its reclosing cycle).

■ **The indicator light is visible from a 360° angle.**

Fault detection

Flite 110-SA is fitted with two sensors, one measuring the magnetical field (image of the current) and one measuring the electrical field (image of the voltage).

Operation

PE55565

Flite 110-SA is hooked directly onto the line without any specific tooling.

When installed on a live conductor, Flite 110-SA automatically adapts to the network voltage frequency, then activates the fault detection function.

Fault types: a fault is expressed either in terms of the exceeding of an absolute current threshold (Imax, phase-phase fault), or a variation in current over a given time (di/dt, phase-earth fault).

Flite 110-SA indicates both transient faults and permanent faults. The transient fault detection function can be disabled.

Fault confirmation: in order to avoid any indication errors, faults are confirmed by the lack of voltage after the upstream protection device has tripped.

Inrush current filter: when the line is energized, a time delay filters inrush currents due to transformer magnetization.

Resetting: permanent fault indication is automatically cleared when voltage returns to the MV line or following a time delay. Flite 110-SA checks that the MV supply has stabilized before resetting itself.

Change in transient faults: if a permanent fault occurs whilst the device is already indicating a transient fault, the flashing automatically changes from transient to permanent, thus enabling maintenance staff to deal with faults according to their priority level.

Characteristics

	Flite 110-SA
Application	
Distribution network voltage	7 kV to 69 kV (1)
Power frequency	50 Hz and 60 Hz
MV neutral arrangement	Impedant, solidly grounded
Conductor diameter	5 to 22 mm
Fault detection - parameters	
di trigger setting	6-12-25-60-90-120-160 A-Off
Imax trigger	100-200-500-800 A
Transient faults detection	On - Off
dt value for di/dt operation	30 ms ± 10 ms
Inrush restraint duration	3 s
Loss of voltage condition	U < 45% Un
Fault confirmation	Voltage drop within 70 s after fault detection
Reset (permanent faults)	
Automatic power return reset	Voltage presence during 70 s
Timer reset	2-4-8-16 hours
Manual reset	By magnet
Fault indication	
Indication	Red flash light
Light power	40 lumens
Visibility angle	360°
Flash period for permanent faults	1 flash every 3 s (0 to 2 h)
Flash period for transient faults	2 flashes every 12 s (0 to 8 h)
Standard total flash duration	800 hours
Power supply	
Lithium battery life expectancy	> 10 years
Environment	
Operation temperature	–40°C to +85°C
Storage temperature	–40°C to +85°C
Protection level	IP 54 IK 7
Mechanical	
Dimensions	130 mm x 130 mm
Net weight	360 g
Wind resistance	150 km per hour
Standards	
Short-circuit withstand	25 kA/170 ms (ANSI 495)
Dielectric test	125 kV/60 Hz (IEC 60060-1)
Vibrations and shocks test	IEC 68-2-6 and 68-2-29
EMI/EFI immunity	IEC 801-3 and FCC Part 15
Salty fog and humidity tests	IEC 68-2-11 and 68-2-30

(1) < 7 kV on request

Installation with shotgun hotstick

PE55562

2 - Pushing the unit onto the line

PE55563

1 - Fixing the unit on the hook

Installation

Flite 110-SA is clipped on a live conductor:
■ either with a standard shotgun hotstick,
■ or with a hotstick fitted with a universal adapter and a Flite 110-SA installation tool (see references below).

Description	References
Flite 110-SA	59938
Replacement lithium battery	59982
Installation tool with SICAME adapter	59953
Installation tool with BOWTHORP adapter	59954
12 meter telescopic hotstick (20 kV insulated)	59955

Installation tool with SICAME adapter

PE55564

Schneider Electric Industries SAS
89, boulevard Franklin Roosevelt
F-92505 Rueil-Malmaison Cedex
Tél. : +33 (0)1 41 29 85 00
www.schneider-electric.com
www.easergy.com

As standard, specifications and designs change from time to time, please ask for confirmation of the information given in this publication.

This document has been printed on ecological paper

Publishing : Schneider Electric Industries SAS
Production : Schneider Electric Industries SAS
Printing : Imprimerie du Pont de Claix/JPF - Made in France

A.7

Flite 116-SA

Folheto técnico

Technical data sheet
2008

MV network management - Easergy range

Flite 116-SA

Radio fault passage indicator for overhead networks

PE41017

■ **Remote monitoring of overhead lines (currents, faults, voltage losses, etc.)**

■ **Detects both short-circuits and low current earth faults**

■ **Highly visible 360° red flashing light**

■ **Easy installation (spring grips)**

■ **Remote setting**

PE41016

G200 GF

Application: fast location of faulty circuits

The location of a fault along an overhead MV network by mean of optical fault passage indicators is time-consuming (traffic jam, hard to access network sections, long outgoing feeders).

A solution is to use (in addition) our remotely indicated Flite 116-SA fault passage detector. The payback is quick because the outage time being decreased, the reduction of non-distributed energy is important, and the quality is improved.

Principal

Each of the Flite 116-SA clipped onto the MV line communicates via a low power licence-free radio with a G200 RTU mounted on the pole. The G200 RTU is able to manage the communication with up to 9 Flite 116-SA (3 MV lines) and transmits information to the SCADA using open protocols such as DNP3 or IEC 870-5-101/104.

Communication with G200 RTU

■ Frequency: 918 MHz or others upon local standard, licence-free. Frequency spread spectrum used to avoid radio interferences
■ Secured protocol: enabling message correction and repetition
■ Maximum distance: 100m
■ Capacity: up to 9 Flite 116-SA (the number of Flite 116-SA monitored by G200 affects the autonomy of the Flite 116-SA lithium battery).

Fault detection (same characteristics as Flite 110-SA)

■ Self-adaptation: Flite 116-SA adjusts to the network voltage and frequency
■ Configuration: Flite 116-SA is remote configured from the G200 at the pole bottom
■ Fault types: Flite 116-SA detects and transmits earth fault (di/dt algorythm), short circuits and voltage loss
■ Inrush current filter: when the line is energized, a time delay filters inrush current due to transformers magnetization
■ Transient faults: Flite 116-SA detects and transmits transient fault (a fault is considered as “transient” when the upstream protection device eliminates the fault during its reclosing cycle)
■ Fault confirmation: faults are confirmed by the loss of voltage after the upstream protection device has tripped
■ Reset: permanent fault indication is automatically cleared when voltage returns to the MV line or following a time delay.

Operation

■ Instantaneous MV line fault reporting:
□ Instantaneous transmission to the G200 RTU of the fault detection (earth or phase to phase) or the voltage drop
■ Periodic event reporting:
□ Continuous recording of the current values, updating of RTU local archives (average, min, max)
□ MV line status
□ Flite 116-SA battery status
■ Communication to SCADA:
□ Data transmission
□ Remote parameter settings.

PE55844

G200 unit with solar panel

PE55564

Installation with SICAME tool

PE55563

Installation with shotgun hotstick

Flite 116-SA characteristics

Application	
Distribution network voltage	7 kV to 69 kV (<7kV on request)
Power frequency	50 Hz and 60 Hz
MV earthing system	Impedant neutral, solidly grounded
Conductor diameter	5 to 22 mm
Measurements	
Load current range	0 to 630 A Integrated within 3 s
Fault detection - parameters	
di tripping values	6-12-25-30-40-60-80 A-Off with remote parameter setting
Imax tripping values	100-150-200-250-300-400-500-600-800 A-Off with remote parameter setting
dt value for di/dt operation	25 ms for 60 Hz; 30 ms for 50 Hz
Inrush restraint duration	3-30-70 s-Off
Fault confirmation delay	Immediate after voltage loss
Radio transmission	
Applicable standards	FCC/Europe/Australia/Others
Frequency	918 MHz
Hourly information	Measurements: I max; I min; I average Battery status; indication voltage presence
Upon SCADA request	Instantaneous current measurement
Fault reporting	Immediate plus report of fault reset
Wake up mode	Permanent for interrogation from RTU
Fault reset	
Automatic power return reset	3-30-70 s-Off
Timer reset	2-4-8-16 hours (remote setting)
Manual reset	By magnet
Fault indication	
Local display	Red flashing light
Light power	Very high visibility (40 lumens)
Visibility angle	360°
Flashing period for permanent faults	1 flash every 3 s (< 2 h) then 1 flash every 6 s
Flashing period for transient fault	12 s (0 to 8h)
Standard total flashing duration	400 hours
Power supply	
Lithium battery life expectancy	> 8 years with hourly transmission
Environment	
Operating temperature	–40°C to +70°C
Storage temperature	–40°C to +85°C
Humidity	< 95%
Protection level	IP 54 IK 7
Mechanical	
Dimensions	130 mm x 130 mm
Net weight	540 g
Wind resistance	Up to 150 km per hour
Standards	
Short-circuit withstand	25 kA/170 ms (ANSI 495)
Vibrations and shocks test	IEC 68-2-6 and 68-2-29
EMI/EFI immunity	IEC 801-3 and FCC Part 15
Salt spray and humidity tests	IEC 68-2-11 and 68-2-30

Description	References
Flite 116-SA	Flite 116-SA
Installation tool with SICAME adapter	59953
Installation tool with BOWTHORP adapter	59954
12 meter telescopic hotstick (20 kV insulated)	59955

Schneider Electric Industries SAS
89, boulevard Franklin Roosevelt
F-92505 Rueil-Malmaison Cedex
Tél. : +33 (0)1 41 29 85 00
www.schneider-electric.com
www.easergy.com

As standard, specifications and designs change from time to time, please ask for confirmation of the information given in this publication.

Publishing : Schneider Electric Industries SAS
Production : Schneider Electric Industries SAS
Printing : Imprimerie du Pont de Claix/JPF - Made in France

A.8

G200

Folheto técnico

Technical data sheet

2008

MV network management - Easergy range

G200

Remote Terminal Unit for Flite 116-SA

■ **Remote monitoring of up to 9 overhead lines (currents, faults, voltage losses, etc.)**

■ **RTU with open protocol (DNP3, IEC 870-5-101)**

■ **Communication via GSM/GPRS or CDMA**

■ **Pole-mounted or inside RTU**

■ **External power supply or solar panel**

Solar panel for G200 GF

Application: fast location of faulty circuits

As the Flite 116 is a low power consumption unit, the G200 is used as a gateway to link the Flite 116 FPIs to any SCADA or W500 maintenance software.

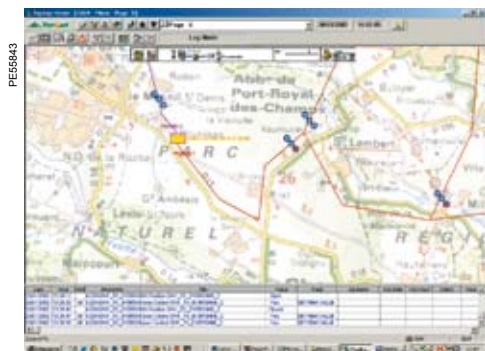
The G200 unit is mounted on an overhead line pole close to the Flite 116 radio Fault Passage Indicator and communicates:
■ On one side with the Flite 116 units, via a spread spectrum licence-free radio (915 – 928 MHz) with low power consumption
■ On the other side with the distant acquisition system through a long range communication medium:
□ mobile telephone network (GSM/GPRS/CDMA)
□ others via the local RS232 port.

Basic functions

The G200 basic functions are:
■ Date and time stamping of all events from Flite 116
■ Sending all the requested events to the SCADA
■ Remote parameter setting of Flite 116 units
■ Local parameter setting of Flite 116 and G200 units via the RS232 local port
■ Storage capacity: 100 stamped events.

Description

The G200 is available in 3 housings:
■ Pole-mounted enclosure, able to house a battery and a battery charger, with external AC supply (ref. G200 PF)
■ Pole-mounted small size box, with external DC supply, either from solar panel or other (G200 GF)
■ To be connected to another RTU or part of a switch local control cabinet (G200 SF).

The main board includes:
■ A short range low power spread spectrum radio for communication with the Flite 116
■ For long range communication:
□ one communication medium with its embedded modem (GSM/GPRS/CDMA) or
□ one RS232 port for external communication.
■ One RS232 local parameter setting port
■ 6 digital inputs, for alarm information to SCADA
■ 3 digital dry contact outputs set to repeat phase faults (phase A, B, or C) from Flite 116 or short range communication faults or battery faults for transmission by an external RTU.

G200 characteristics

Local radio network			
Type	Spread spectrum low power licence-free		
Frequency	915-928 MHz		
RF output	FCC part 15.249 and AS/NZS 4268:2003 approved radio		
Long range communications			
Communication media	Embedded GSM/GPRS modem		
Communication protocol	DNP3, IEC 870-5-101		
Measurements			
Type	■ I min, I max, I mean and I inst ■ MV presence statistics		
HV line monitoring			
Number of HV lines monitored per G200	9 phases (9 Flite 116)		
Max. distance with Flite 116	100 m		
Earth fault	■ Earth fault indication (phase A, B, or C), (beginning time, ending time)		
Phase fault or Imax	■ Phase fault indication (phase A, B, or C), (beginning time, ending time)		
Transient fault detection if enabled	Transient fault indication and time stamping		
Voltage loss	■ Voltage loss indication (phase A, B, or C) and time stamping ■ Voltage recovery time indication		
Equipment monitoring			
Local radio communication faulty	Communication with Flite 116 no.x faulty (after a number of attempts) and time stamping		
Flite 116 battery alarm	Battery low in Flite 116 no.x and time stamping		
G200 battery alarm	Battery low in G200 and time stamping (only for G2PF)		
AC supply alarm	External AC supply off (only for G2PF)		
RTU inputs/outputs			
Inputs	6 digital inputs		
Outputs	3 relay outputs 220 Vac/1 A		
Local archive			
Date and time stamped events and measures	100		
Downloading of local archive	SCADA (L500)		
Power supply			
Supply	90 to 230 Vac or external 12 Vdc supply or solar panel		
Battery	6 V when solar powered, 12 V when AC supply		
Environment			
Operating temperature	–25°C to +70°C		
Storage temperature	–40°C to +85°C		
Mechanical	Large enclosure	Small box	Cabinet
Dimensions in cm	430 x 330 x 200	270 x 203 x 110	250 x 150 x 65
Net weight in kg	8 kg	1.5 kg	1 kg
Protection level	IP 54 IK 7	IP 41 IK 7	IP 21 IK 7
Standards			
Vibrations and shocks test	IEC 68-2-6 and 68-2-29		
EMI / EFI immunity	IEC 801-3 and FCC Part 15		
Salt spray and humidity tests	IEC 68-2-11 and 68-2-30		

Other references

■ Solar panel, with battery:

□ Power 10W : GS-6-10

□ Power 20W : GS-6-20

Reference example: G2 - GF - 915 - AZ - D - IZ

Enclosure size:
PF large - IP 54
GF medium - IP 41
SF small - IP 21

Short range radio frequency:
915 902-928 Mhz

1 - Power supply:
A external 6/12 Vdc
B 110/230 Vac
2 - Back-up battery:
A 7 Ah sealed lead battery (G2 PF)
Z no battery

Protocol used:
D DNP 3.0
I IEC 870-5-101

1 - Embedded interface:
G GSM 900 - 1,800 MHz
I GPRS 900 - 1,800 MHz
2 RS232
P GSM 1,900 MHz
Q GPRS 1,900 MHz
2 - External modem device:
Z none

Schneider Electric Industries SAS
89, boulevard Franklin Roosevelt
F-92505 Rueil-Malmaison Cedex
Tél. : +33 (0)1 41 29 85 00
www.schneider-electric.com
www.easergy.com

As standard, specifications and designs change from time to time, please ask for confirmation of the information given in this publication.

This document has been printed on ecological paper

Publishing : Schneider Electric Industries SAS
Production : Schneider Electric Industries SAS
Printing : Imprimerie du Pont de Claix/JPF - Made in France